



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO DE SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA MONITORIZACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Alumno: Antonio José Partal Ureña

Tutores: Prof.^a D^a. Catalina Rus Casas
Prof. D. Blas Ogayar Fernández

Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Septiembre, 2018



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO DE SOLUCIONES TÉCNICAS PARA LA MONITORIZACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Alumno: Antonio José Partal Ureña

Tutores: Prof.^a D^a. Catalina Rus Casas
Prof. D. Blas Ogayar Fernández

Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Septiembre, 2018

Índice de contenidos

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. Justificación	6
1.2. Objeto	6
1.3. Estructura del trabajo	7
1.4. Metodología	11
2. MONITORIZACIÓN FOTOVOLTAICA	13
2.1. Introducción	13
2.2. Objetivos de la monitorización	14
2.3. Clasificación.....	15
2.3.1. Según el tipo de sistema fotovoltaico	15
2.3.2. Según el tamaño de la instalación fotovoltaica y de la precisión requerida	16
2.3.3. Según el objetivo de la monitorización.....	17
2.4. Ventajas de la monitorización.....	18
2.5. Diseño de un sistema de monitorización	19
2.6. Parámetros eléctricos y meteorológicos para monitorizar. Normativa	21
2.6.1. Parámetros meteorológicos.....	22
2.6.2. Parámetros eléctricos	24
3. MONITORIZACIÓN. CASO PRÁCTICO	26
3.1. Introducción	26
3.2. Descripción de la instalación fotovoltaica	29
3.2.1. Generador fotovoltaico.....	29
3.2.2. Inversor	32
3.2.3. Protecciones y cargas.....	33
3.3. Descripción de los elementos que integran la monitorización. Parte hardware.....	33
3.3.1. Consideraciones de diseño. Búsqueda de soluciones.....	33
3.3.2. Descripción de los equipos y de la comunicación.....	34
3.4. Aplicación software diseñada	37
3.4.1. Consideraciones de diseño. Búsqueda de soluciones.....	38
3.4.2. Descripción de la aplicación	39
4. RESULTADOS DE LA MONITORIZACIÓN	50
4.1. Introducción	50

4.2.	Base de datos del sistema de monitorización.....	50
4.3.	Algunos ejemplos de la base de datos	51
4.3.1.	Día típico	51
4.3.2.	Efecto de la suciedad en la instalación	55
5.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	59
5.1.	Introducción	59
5.2.	Conclusiones	59
5.3.	Líneas futuras	61
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	62
	ANEXO I. MANUAL DE USUARIO	
	ANEXO II. MANUAL DE INSTALACIÓN	
	ANEXO III. MANUAL TÉCNICO	
	ANEXO IV. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED	
	ANEXO V. PRÁCTICAS	

Índice de figuras

Figura 1.1: Esquema de la estructura de la memoria del TFG	7
Figura 1.2: Esquema de monitorización fotovoltaica.....	7
Figura 1.3: Ventana de monitorización en tiempo real.....	8
Figura 1.4: Irradiancia y potencia del GFV en un día de Julio	8
Figura 1.5: Anexos del TFG	9
Figura 1.6: Contenidos generales del Anexo I "Manual de usuario"	9
Figura 1.7: Contenidos generales del Anexo II "Manual de instalación"	10
Figura 1.8: Contenidos generales del Anexo III "Manual técnico"	10
Figura 1.9: Contenidos generales del Anexo IV "Parámetros de evaluación de un SFCR"	10
Figura 1.10: Contenidos generales del Anexo V "Prácticas"	11
Figura 1.11: Metodología del proyecto	11
Figura 2.1: Arquitectura típica de sistema de monitorización	13
Figura 2.2: Objetivos principales de la monitorización	14
Figura 2.3: Clasificaciones de los sistemas de monitorización	15
Figura 2.4: Grupos de precisión.....	16
Figura 2.5: Tipos de perfiles para la monitorización	17
Figura 2.6: Algunas de las ventajas de la monitorización.....	18
Figura 2.7: Factores que imponen requisitos de diseño	19
Figura 2.8: Magnitudes medibles sistema fotovoltaico según norma UNE-EN 61724-1:2017	21
Figura 2.9: Magnitudes que aparecen en la normativa y que se miden en la instalación real	22
Figura 2.10: RTD temperatura módulo	22
Figura 2.11: Célula calibrada	23
Figura 2.12: Piranómetro	23
Figura 3.1: Instalaciones fotovoltaicas del proyecto UNIVER	26
Figura 3.2: Principales características que deben tener los equipos de monitorización	27
Figura 3.3: Principales características que deben tener la aplicación de monitorización	27
Figura 3.4: Gráfico variables del sistema suministradas por los equipos de monitorización	28
Figura 3.5: Imagen del generador fotovoltaico monitorizado	29
Figura 3.6: Módulo AC-270P/156-60.....	29
Figura 3.7: Ubicación del generador fotovoltaico	30
Figura 3.8: Equipo PVPM1000C40.....	30

Figura 3.9: Resultado obtenido por el trazador de curvas del GFV.....	31
Figura 3.10: Inversor SMA Sunny 3000TL-21	32
Figura 3.11: Protecciones en alterna y cargas.....	33
Figura 3.12: Protecciones en continua	33
Figura 3.13: Sistema de monitorización instalado	34
Figura 3.14: Organigrama del proceso de configuración del medidor de parámetros del GFV.	35
Figura 3.15: Organigrama del proceso de configuración del medidor de energía.....	36
Figura 3.16: Organigrama del proceso de configuración de la comunicación OPC	37
Figura 3.17: Aplicación online del equipo SMA Energy Meter	38
Figura 3.18: Software de Carlo Gavazzi, OPC Server for EOS Array	38
Figura 3.19: Logo de LabVIEW de National Instruments.....	39
Figura 3.20: Icono aplicación.....	39
Figura 3.21: Subsistemas de la aplicación software desarrollada.....	39
Figura 3.22: Características más importantes de la ventana Inicio.....	40
Figura 3.23: Pantalla 1(Inicio) de la aplicación de monitorización.....	41
Figura 3.24: Características más importantes de la ventana Información.....	41
Figura 3.25: Pantalla 2 (Información) de la aplicación de monitorización	42
Figura 3.26: Características más importantes de la ventana Variables del Sistema	42
Figura 3.27: Pantalla 7 (Variables Monitorizadas) de la aplicación de monitorización	43
Figura 3.28: Características más importantes de la ventana Generador Fotovoltaico.....	43
Figura 3.29: Pantalla 3 (Generador Fotovoltaico) de la aplicación de monitorización	44
Figura 3.30: Características más importantes de la ventana Variables Online.....	44
Figura 3.31: Pantalla 4 (Variables Online) de la aplicación de monitorización	45
Figura 3.32: Características más importantes ventana Comportamiento Sistema (Offline)	45
Figura 3.33: Pantalla 5 (Comportamiento Sistema (Offline)) de aplicación de monitorización.....	46
Figura 3.34: Características más importantes de la ventana Prácticas.....	46
Figura 3.35: Pantalla 6.1 (Prácticas) de la aplicación de monitorización	47
Figura 3.36: Pantalla 6.2 (Prácticas) de la aplicación de monitorización	48
Figura 3.37: Telemonitorización con Visualab UJA	48
Figura 4.1: Extracto de un archivo de la base de datos.....	50
Figura 4.2: Irradiancia y potencia del GFV el 17 de julio de 2018	51
Figura 4.3: Temperatura ambiente y temperatura de célula GFV el 17 de julio de 2018.....	52
Figura 4.4: Tensión GFV e intensidad GFV el 17 de julio de 2018	52

Figura 4.5: Tensión e intensidad a la salida del inversor el 17 de julio de 2018	53
Figura 4.6: Energía a la salida del inversor y generada por el GFV el 17 de julio de 2018	53
Figura 4.7: GFV con suciedad (arriba) y GFV limpio (abajo)	55
Figura 4.8: Irradiancia y potencia del GFV el 10 de julio de 2018	56
Figura 4.9: Irradiancia y potencia del GFV el 12 de julio de 2018	56

Índice de tablas

Tabla 2.1: Clasificación de los sistema de monitorización según tipo de sistema fotovoltaico.....	16
Tabla 2.2: Clasificación según tamaño de la instalación y precisión requerida	17
Tabla 2.3: Mantenimiento normativa sensores temperatura ambiente según clases sistema	22
Tabla 2.4: Mantenimiento normativa sensores temperatura módulo según clases sistemas	23
Tabla 2.5: Características normativa sensores según clases de sistemas	24
Tabla 2.6: Mantenimiento normativa de sensores irradiancia según clases de sistemas	24
Tabla 2.7: Clasificación de la precisión para cada magnitud según clases de sistemas	25
Tabla 2.8: Intervalos de muestreo y almacenamiento según clases de sistemas	25
Tabla 3.1: Variables del sistema suministradas por los equipos de monitorización	28
Tabla 3.2: Características eléctricas generales del GFV	30
Tabla 3.3: Condiciones del GFV en el momento de la obtención de la curva normalizada	31
Tabla 3.4: Características principales del inversor	32
Tabla 3.5: Clasificación de los equipos de monitorización	33
Tabla 4.1: Valores de los índices de evaluación del SFCR (17/07/2018)	55
Tabla 4.2: Valores diarios de irradiación y energía para el 10 y 12 julio 2018	57
Tabla 4.3: Valores de los índices de evaluación del SFCR (10-12/07/2018)	57

1. INTRODUCCIÓN

“Estudio de soluciones técnicas para la monitorización de sistemas fotovoltaicos” es el título del Trabajo Fin de Grado que aquí en este documento se presenta.

Las energías renovables son las sustitutas, en beneficio del medio ambiente, de los combustibles fósiles, muy contaminantes y que en las próximas décadas comenzará a hacerse más notorio su agotamiento [1]. Dentro de las renovables, la energía solar fotovoltaica es una clara candidata para la sustitución de las no renovables (España tiene más de 2500 horas de sol de media al año [2]). La implementación de la energía fotovoltaica comienza a despegar, así lo demuestran nuevas inversiones en este terreno [3]. Esto prueba su gran viabilidad, y la apuesta por el potencial del que gozan y seguirán gozando, en detrimento de las energías productoras de CO₂.

En el marco de seguir mejorando la energía solar fotovoltaica, la tecnología que la rodea y ayudar a tener control sobre ella, lo cual beneficia al conjunto de la sociedad mejorando el bienestar, se propone este Trabajo Final de Grado.

1.1. Justificación

Este trabajo se realiza para finalizar los estudios de Ingeniería Electrónica Industrial, se sitúa al final del plan de estudios, y está orientado a evaluar competencias asociadas al título que se desea adquirir [4]. El trabajo se ha desarrollado respetando la normativa del plan de estudios vigente en la Escuela Politécnica Superior de Jaén, el Trabajo Fin de Grado (TFG) sirve para concluir las enseñanzas de grado, antes mencionada. La búsqueda e implementación de soluciones técnicas para la monitorización fotovoltaica, estará enmarcada en la mención de Sistemas Electrónicos de la titulación de Ingeniería Electrónica Industrial.

1.2. Objeto

El objetivo de este Trabajo Final de Grado en Ingeniería Electrónica Industrial tiene como principal propósito el estudio y el diseño de soluciones técnicas para la monitorización, así como, el desarrollo de un sistema de monitorización real para una instalación fotovoltaica conectada a red, instalada entre la azotea del edificio A3 y el laboratorio de energías renovables del Departamento de Ingeniería Eléctrica (A3-265/266), ambos de la Universidad de Jaén (España).

A continuación, se enumeran los objetivos más importantes que este trabajo abarca:

- Proponer distintos sistemas de monitorización en función del uso de y la potencia a monitorizar.
- Estudiar las distintas soluciones de sistemas de monitorización.
- Estudio de los sensores según las magnitudes a medir y la normativa.
- Diseño y puesta en marcha de un sistema de monitorización (hardware y software):
 - Instalación y configuración de los equipos de monitorización.
 - Diseño y programación de una interfaz gráfica para el sistema de monitorización.
 - Creación de base de datos de la instalación.
 - Configuración de la monitorización remota.
 - Creación de la documentación necesaria sobre la instalación y configuración de los equipos, así como, de un manual de usuario sobre el entorno creado.

En el siguiente apartado 1.3 se plantea cual es la estructura de este Trabajo Final de Grado.

1.3. Estructura del trabajo

La memoria que aquí se presenta está dividida en cuatro partes (**Figura 1.1**)

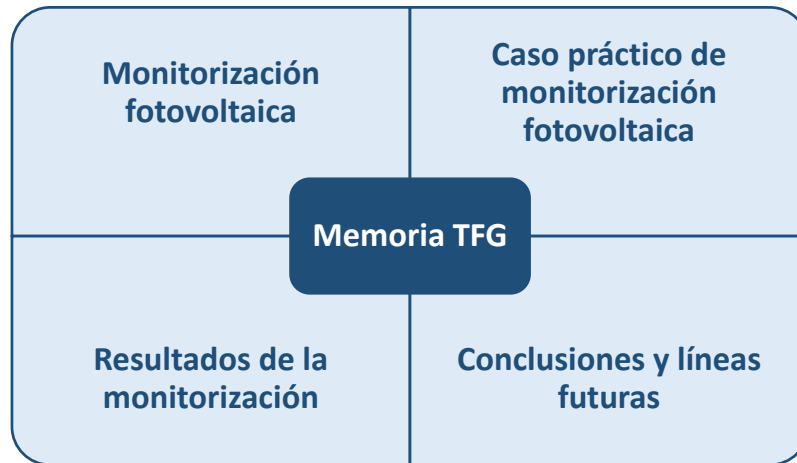


Figura 1.1: Esquema de la estructura de la memoria del TFG

A continuación, se explica brevemente el contenido de cada uno de los capítulos que forman parte de esta memoria:

Capítulo 1. Introducción

Es el capítulo inicial, donde se exponen los objetivos de este Trabajo Final de Grado, la estructura y la metodología seguida para su elaboración.

Capítulo 2. Monitorización fotovoltaica

Este capítulo pretende transmitir una visión general de lo que es la monitorización aplicada a los sistemas fotovoltaicos (**Figura 1.2**). Para ello, se hace un recorrido explicando lo que es la monitorización, los objetivos, los requisitos de diseño, la clasificación, las ventajas, los sensores y la normativa de monitorización.

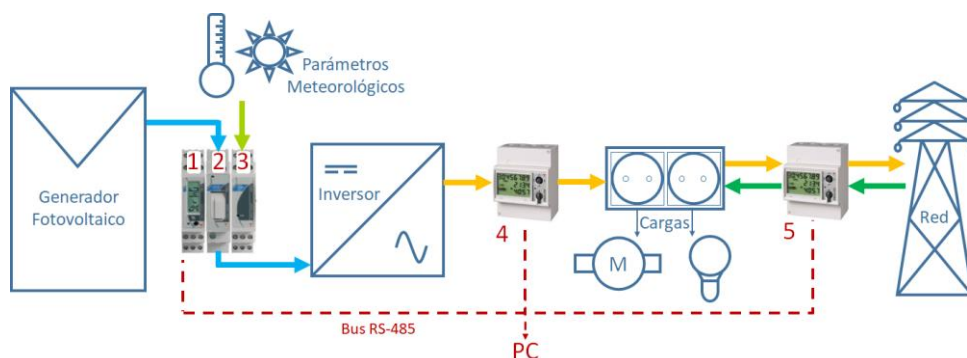


Figura 1.2: Esquema de monitorización fotovoltaica

Capítulo 3. Monitorización. Caso práctico

En el tercer capítulo de esta memoria se explica en primer lugar, la parte hardware del proyecto: el sistema de monitorización instalado, así como algunas alternativas, y se hace un recorrido por la

instalación fotovoltaica existente. La segunda parte es el software, donde se hace una explicación de la aplicación de monitorización que ha sido desarrollada (**Figura 1.3**).

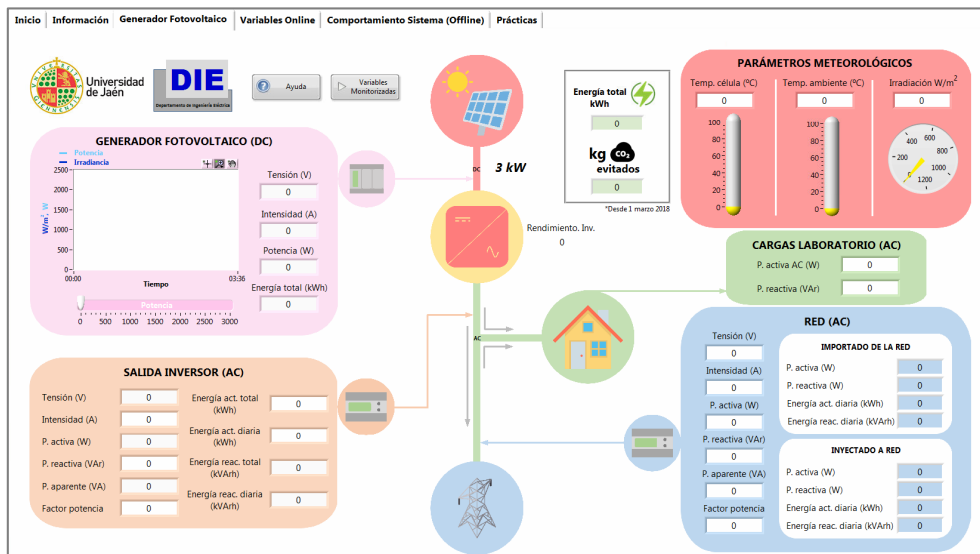


Figura 1.3: Ventana de monitorización en tiempo real

Capítulo 4. Resultados de la monitorización

En el capítulo 4 se exponen los resultados obtenidos por medio de la monitorización (**Figura 1.4**) en distintas situaciones, pudiéndose comprobar el funcionamiento y evaluar el rendimiento. En este capítulo también se explica el funcionamiento de la base de datos.

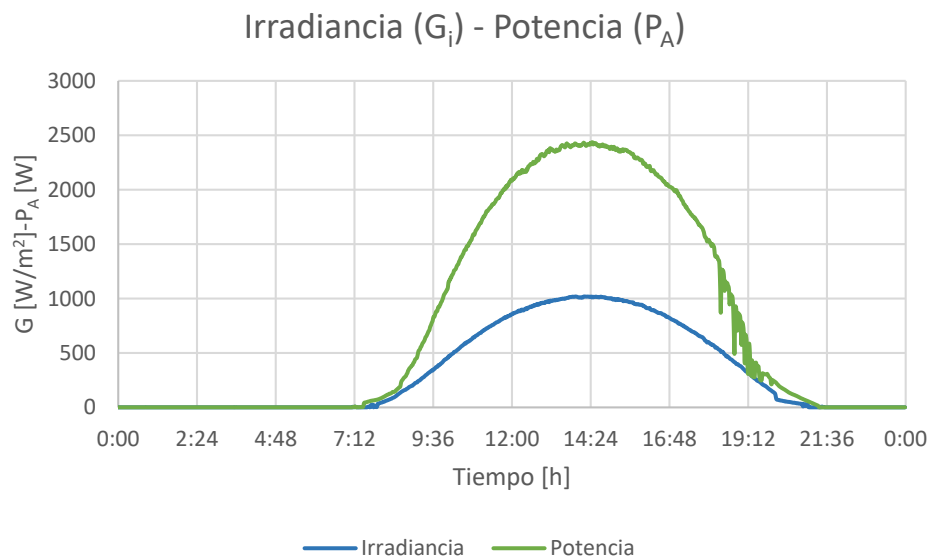


Figura 1.4: Irradiancia y potencia del GFV en un día de Julio

Capítulo 5. Conclusiones y líneas futuras

El último capítulo de la memoria contiene la información más relevante a la hora de la realización del proyecto, conclusiones objetivas que dan idea del interés de los sistemas de monitorización. Además, se establecen las líneas que pueden dar continuación al trabajo con una serie de objetivos que podrían realizarse en un futuro.

Además, este TFG está formado por 5 anexos (**Figura 1.5**) que complementa esta memoria y documentan completamente el trabajo realizado. Estos anexos sirven de apoyo para el uso del sistema de monitorización por parte de personas ajenas a la realización de este proyecto. Se explican de forma breve a continuación.

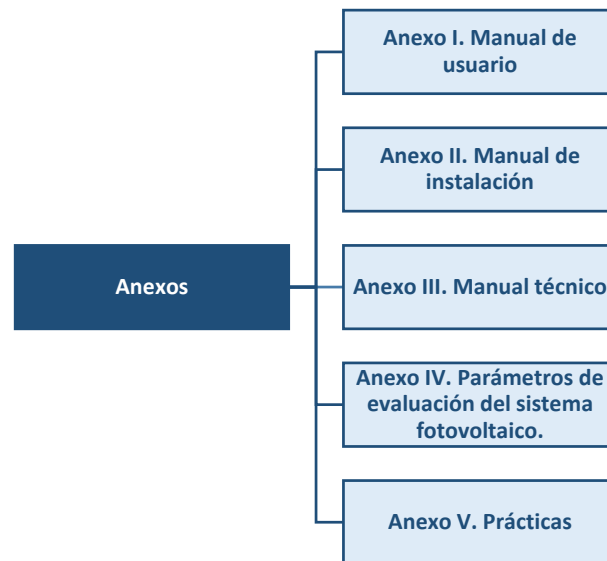


Figura 1.5: Anexos del TFG

Anexo I. Manual de usuario

Este anexo (**Figura 1.6**) explica de forma pormenorizada todos los aspectos relativos a la aplicación software que se ha desarrollado. Se hace un recorrido desde la navegación más común y los pasos que se deben seguir, hasta situaciones anómalas que pueden darse, pasando por la explicación detallada de cada una de las pantallas, de los indicadores, variables y botones que aparecen. En definitiva, este manual contiene toda la información necesaria para poder manejar la aplicación de monitorización completamente.

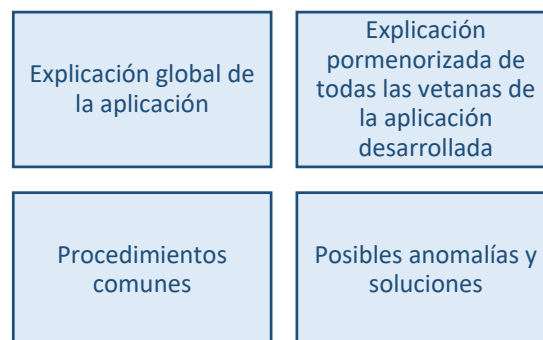


Figura 1.6: Contenidos generales del Anexo I "Manual de usuario"

Anexo II. Manual de instalación

El manual de instalación (**Figura 1.7**) detalla todos los pasos a seguir para la configuración de los equipos de monitorización, de los softwares necesario, los requisitos de instalación y la explicación de todos los pasos para poner en marcha la parte hardware del sistema de monitorización.

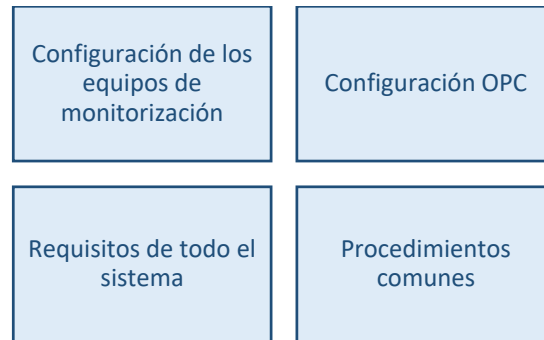


Figura 1.7: Contenidos generales del Anexo II "Manual de instalación"

Anexo III. Manual técnico

El manual técnico (**Figura 1.8**) recoge toda la información destacable de la instalación fotovoltaica, generador, inversor, cableado, protecciones, etc. También se incluye información técnica relativa a la parte hardware de la monitorización.

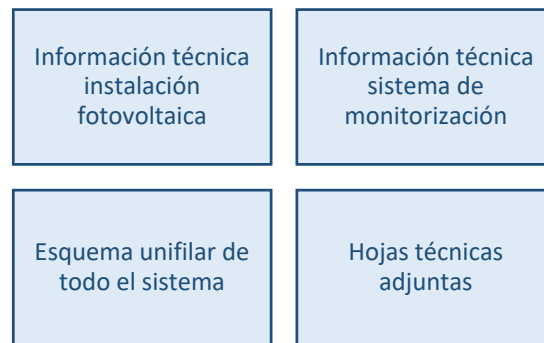


Figura 1.8: Contenidos generales del Anexo III "Manual técnico"

Anexo IV. Parámetros de evaluación de un sistema fotovoltaico conectado a red

Este anexo (**Figura 1.9**) recoge todos los índices que se recogen en la normativa **UNE-EN 61724-1:2017**, donde se analiza la instalación desde el punto de vista de la producción, de las pérdidas y del rendimiento.

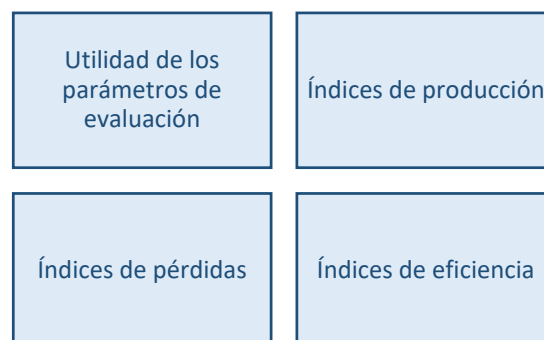


Figura 1.9: Contenidos generales del Anexo IV "Parámetros de evaluación de un SFCR"

Anexo V. Prácticas

El anexo V (**Figura 1.10**) contiene dos prácticas que pueden ser usadas para labores docentes en un futuro. Además de contener las prácticas con su enunciado, se incluye la resolución de las misma. Estas pretenden ser una forma de fortalecer la mayoría de conceptos que afectan a una instalación

fotovoltaica: meteorológicos, eléctricos, energía, índices de pérdidas, de rendimiento o de producción, entre otros.

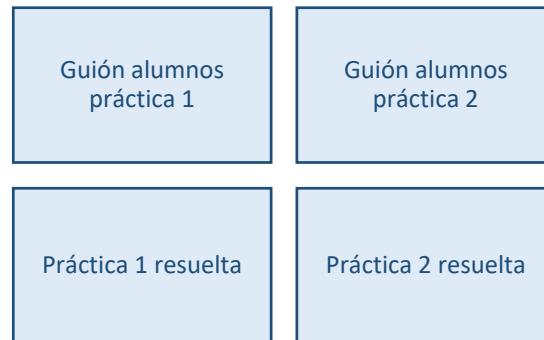


Figura 1.10: Contenidos generales del Anexo V "Prácticas"

1.4. Metodología

El proyecto realizado conlleva trabajar tanto en una parte teórica como en una parte experimental, puesto que ha sido necesario poner en funcionamiento un sistema de monitorización desde cero, y dejarlo totalmente documentado.

En la parte teórica se ha realizado un estudio de las alternativas de monitorización, de la clasificación de los sistemas de monitorización, de requisitos de diseño, de los sensores según la magnitud a medir, y se ha realizado un repaso de la normativa aplicable.

Tras la parte práctica, se ha realizado la experimental, la cual se comienza instalando y configurando los equipos de monitorización que formaran parte del sistema de monitorización. Acto seguido, se comienza con el desarrollo de la aplicación software según los requisitos de diseño. Para concluir, se realiza un análisis de los resultados y se redacta la documentación necesaria, para el posterior uso y mantenimiento, además de unos manuales de prácticas para poder dar una aplicación docente a este desarrollo.

A continuación, se muestra un esquema en la **Figura 1.11** donde se puede observar el proceso realizado desde el comienzo de este Trabajo Final de Grado.

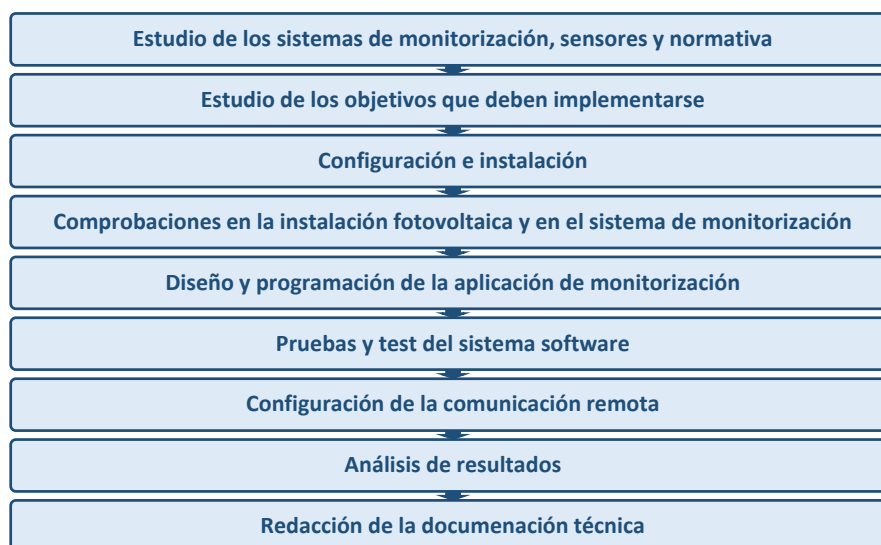


Figura 1.11: Metodología del proyecto

Como puede comprobarse, las labores del proyecto han abarcado todas las tareas necesarias para poner en funcionamiento un sistema de monitorización desde el inicio hasta el final.

2. MONITORIZACIÓN FOTOVOLTAICA

2.1. Introducción

Como se ha visto en la introducción, actualmente se apuesta por la generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables, en detrimento de las provenientes de los combustibles fósiles. La solar fotovoltaica fue la energía renovable más instalada en el mundo en el año 2016 según el Banco Mundial, un 47% del total de las renovables [5]. Esto sienta un precedente para su control por medio de la monitorización, aportando fiabilidad y numerosas ventajas a la instalación, las cuales se verán en apartados sucesivos

¿Qué es la monitorización aplicada a los sistemas fotovoltaicos?

La monitorización como tal, es la medida de las magnitudes involucradas en el comportamiento de una instalación por medio de sensores y sistemas de adquisición de datos, a partir de esto podrá conocerse su comportamiento.

La monitorización aplicada a los sistemas fotovoltaicos tiene tres objetivos principales: **evaluar** el comportamiento energético del sistema, **informar** al usuario sobre el estado de la instalación, y **detectar** fallos en la instalación fotovoltaica. En el apartado 2.2 se exponen estos tres objetivos.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, la evaluación del comportamiento energético que se obtiene de los mismos, ya sea a tiempo real o para la revisión en un futuro, así como, la información y detección de fallos, conlleva analizar distintas variables que afectan al sistema: eléctricas y meteorológicas, las cuales se verán más adelante. Estas variables son obtenidas por sensores, cuyo objetivo es traducir la magnitud medida en una señal eléctrica, la cual se acondiciona para que un equipo de monitorización, o sistema de adquisición de datos la interprete, y quede convertida a información digital.

Una vez se tienen las magnitudes en formato digital, se pueden procesar por medio de sistemas digitales basados en procesadores, los cuales permiten aportar un valor añadido a estos datos, procesándolos de tal manera que ofrezca al usuario una información más útil. Por ejemplo, poder observar por medio de un SCADA la situación de toda la instalación fotovoltaica completa a tiempo real en una sola pantalla, sin necesidad de medidas a pie de campo en la instalación.

Otro valor añadido de la monitorización será la posibilidad de detectar valores anómalos en cualquier momento para unos valores meteorológicos concretos. Los valores obtenidos se pueden analizar en tiempo real si se realiza una tele-monitorización del sistema o, se pueden almacenar dichos datos para un análisis posterior más ejecutivo. Para explicar mejor estos conceptos, el esquema de la **Figura 2.1** muestra la arquitectura simple de cualquier sistema de monitorización.



Figura 2.1: Arquitectura típica de sistema de monitorización

A continuación, se explican los objetivos principales de la monitorización, que han sido enumerados anteriormente.

2.2. Objetivos de la monitorización

En el apartado anterior hemos visto tres objetivos para poner en situación de lo que es la monitorización aplicada a los sistemas fotovoltaicos. La **Figura 2.2** incluye los objetivos principales, y dentro de ellos varios sub-objetivos.

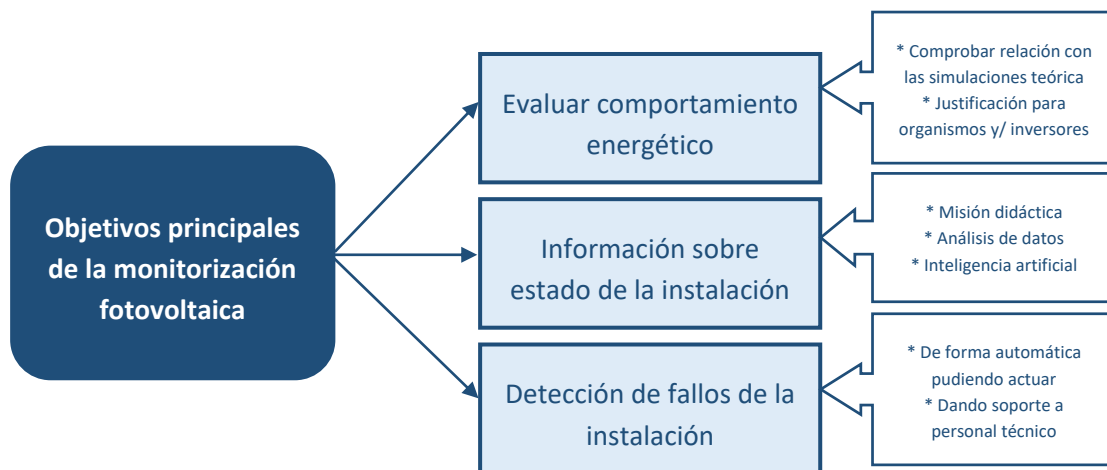


Figura 2.2: Objetivos principales de la monitorización

Comúnmente, la causa principal de la monitorización, es tener una **evaluación energética exhaustiva de una instalación fotovoltaica**. Por un lado, para asegurar que el sistema tiene un comportamiento según lo esperado, similar al calculado teóricamente mediante simulaciones, estudios energéticos o estudios de pérdidas. Otro aspecto que se puede tener en cuenta es como justificación de cara a inversores, subvenciones, etc, que solicitan pruebas reales de que la instalación cumple lo que en un principio se estableció, y los recursos económicos de inversores o las ayudas, han merecido la pena.

La información del comportamiento del sistema tiene tres motivaciones principales para el usuario. Una **misión didáctica**, pues las interfaces gráficas muestran los datos de forma sencilla, ya que han sido procesados y enseñan la información más relevante. Esto puede servir para conseguir un mayor acercamiento a esta energía, puesto que permite entenderla de forma clara, otorgando difusión y formación. Otra motivación, es el **análisis de datos**, por ejemplo, para tareas de investigación, al almacenarse la evolución de las magnitudes a lo largo del tiempo, puede realizarse distintos estudios, establecerse comparaciones (relacionadas con la tecnología con la que se ha realizado la instalación, rendimiento del generador y de otros elementos que integran la instalación), etc. Por último, un tercer propósito de este objetivo es ser fuente de datos para la incipiente **inteligencia artificial**, ya que esta puede sugerir, ayudar y adaptar hábitos de consumo a partir de los datos recopilados de estos sistemas de monitorización. De esta manera podrá acercarse la curva de consumo a la de producción, evitando en mayor medida sistemas de almacenamiento de energía.

El tercer y último objetivo de la monitorización es la **detección de fallos**, ya sea de forma **automática** porque así se haya establecido en el software de monitorización o en los propios equipos.

O de forma no automática, ofreciendo **soporte a un técnico** de mantenimiento, que pueda detectar de manera rápida cualquier anomalía interpretando los datos de forma correcta.

2.3. Clasificación

En función de las características que se elijan para la monitorización, y del propósito principal de esta, se pueden clasificar los sistemas de monitorización de diversas maneras. En este documento se recogen tres clasificaciones diferentes, expuestas en la **Figura 2.3**.

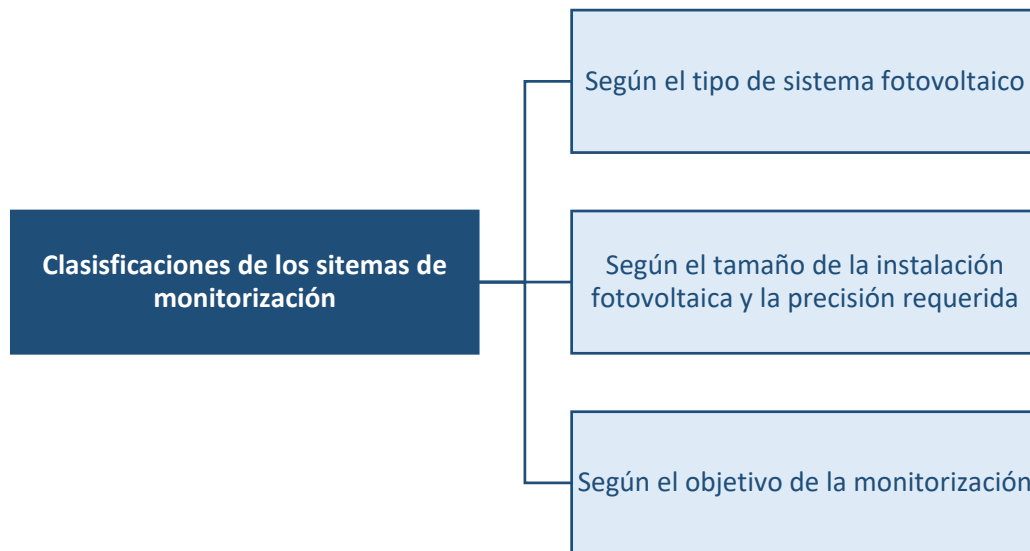


Figura 2.3: Clasificaciones de los sistemas de monitorización

Seguidamente se comentan las características de cada una de ellas:

2.3.1. Según el tipo de sistema fotovoltaico

La primera clasificación de sistemas de monitorización que se propone (**Tabla 2.1**) es según el tipo de sistema fotovoltaico en el que se instala el sistema de monitorización. Esta clasificación divide las instalaciones fotovoltaicas en cuatro grupos diferentes: sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento de energía, sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento de energía, sistema fotovoltaico sin conexión a red con almacenamiento de energía y sistema fotovoltaico sin conexión a red sin almacenamiento de energía. Dependiendo del tipo de instalación fotovoltaica que se vaya a monitorizar, se miden una serie de variables distintas, y se presta más atención a los aspectos más importantes en cada una de ellas.

Tipo de conexión	Tipo de sistema fotovoltaico	Características del sistema de monitorización
Autoconsumo	Sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento de energía	Sistema tipo 1A
	Sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento	Sistema tipo 1B
Aislados	Sistema fotovoltaico sin conexión a red con almacenamiento	Sistema tipo 2A

	Sistema fotovoltaico sin conexión a red sin almacenamiento	Sistema tipo 2B
--	--	-----------------

Tabla 2.1: Clasificación de los sistema de monitorización según el tipo de sistema fotovoltaico

En base a los tipos de sistemas que se recogen en la **Tabla 2.1**:

Sistema tipo 1A: sistema de monitorización enfocado a una instalación fotovoltaica conectada a red con almacenamiento de energía (autoconsumo). El sistema de monitorización para este tipo de instalaciones debe presta atención especial al nivel de carga de las baterías, la energía generada, la energía que ha sido inyectada e importada de la red, el rendimiento del inversor y al ahorro económico fruto de la instalación de esta energía renovable.

Sistema tipo 1B: sistema de monitorización para a una instalación fotovoltaica conectada a red sin almacenamiento de energía (autoconsumo). Para este tipo de instalaciones el sistema de monitorización, es necesario que preste el máximo interés a la energía generada, la energía que ha sido inyectada e importada de la red, el rendimiento del inversor, el ahorro de energía, y a las sugerencias de instalación de baterías, donde se compara el ahorro o la conveniencia de instalarlas, dependiendo del precio del kilovatio-hora y del perfil de consumo.

Sistema tipo 2A: sistema de monitorización para un sistema fotovoltaico sin conexión a red con almacenamiento (aislado). En estos tipos de sistema de monitorización es clave el nivel de las baterías, la energía producida, y la curva de producción y consumo, para adaptar este último, lo máximo posible a la producción.

Sistema tipo 2A: sistema de monitorización para un sistema fotovoltaico sin conexión a red sin almacenamiento (aislado). Lo más interesante en este tipo de sistema de monitorización es ofrecer la curva de producción y de consumo, para hacer corresponder este lo máximo posible a la producción.

2.3.2. Según el tamaño de la instalación fotovoltaica y de la precisión requerida

Otra clasificación posible es según el tamaño de la instalación fotovoltaica, la precisión deseada en el sistema de monitorización y los objetivos que se persigan con esta. Se definen tres grupos diferentes (**Figura 2.4**), cada uno tendrá una monitorización que incluirá los atributos más importantes que debe de tener el sistema de monitorización para satisfacer las necesidades de cada grupo, esta clasificación es la propuesta en la norma **UNE-EN 61724-1:2017** [6], y se resume en la **Tabla 2.2**.

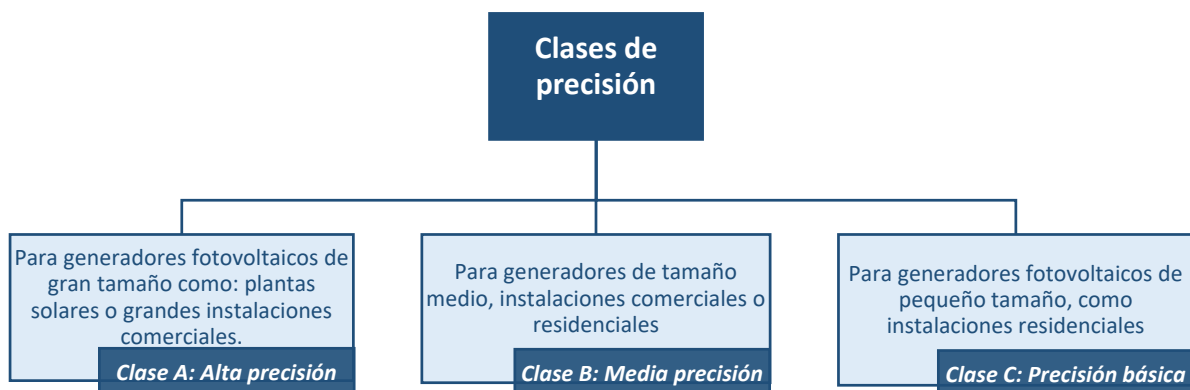


Figura 2.4: Grupos de precisión

Aplicaciones	Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Evaluación básica del rendimiento del sistema			
Documentación de garantía de funcionamiento			
Análisis de las pérdidas del sistema			
Evaluación de la interacción de la red eléctrica			
Defecto de localización			
Evaluación de la tecnología fotovoltaica			
Evaluación de la degradación de sistema fotovoltaico			

Tabla 2.2: Clasificación según tamaño de la instalación y precisión requerida

En el apartado 2.6. “Parámetros eléctricos y meteorológicos para monitorizar. Normativa” se explica cómo dependiendo de la clase de sistema monitorizado, que atributos y mantenimiento debe darse a sensores y a los el sistema de adquisición de datos (tiempos de muestreo, resolución, precisión...)

Esta clasificación de tres grupos no es rígida, es sólo una sugerencia de lo mínimo con lo que debe contar cada sistema fotovoltaico según su envergadura. Pero cada usuario establecerá unos requisitos, y el sistema de monitorización incluirá más, menos o diferentes cosas de las que aquí se exponen.

2.3.3. Según el objetivo de la monitorización

Por último, otra clasificación de los sistemas de monitorización es según el propósito con el que se instale, los perfiles a los que va dirigido se muestra en la **Figura 2.5**.

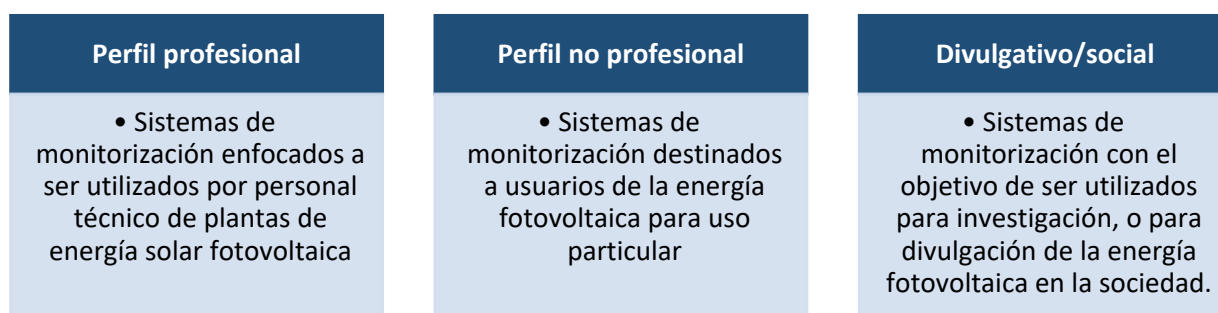


Figura 2.5: Tipos de perfiles para la monitorización

La monitorización para **perfil profesional** tiene como principal objetivo mostrar de forma general el estado de toda la instalación fotovoltaica. Otra de las prioridades de este sistema debe ser detectar fallos, y evaluar el rendimiento de todas las partes del conjunto. Se supervisarán la mayor parte de las variables.

Los sistemas de monitorización para **perfil no profesional**, deben ser claros a la hora de mostrar la información, principalmente la energía, dar una idea del rendimiento global, y mostrar curvas de

producción y consumo para que el usuario intente adaptar este último a la producción. En este caso se supervisan menor cantidad de variables, puesto que no son necesarias para tener una idea clara de lo que sucede.

La monitorización para **perfil divulgativo o social** puede estar enfocada a distintos públicos, por ejemplo, para investigación; debe ser una monitorización muy adaptada a las pretensiones del proyecto, para que se midan las variables que se desean, la interfaz debe estar adaptada igualmente, principalmente el almacenamiento de los datos y la recuperación. Otro público es cuando se utilizar para divulgar la energía fotovoltaica, proporcionando datos claros para que lo entiendan personas sin conocimiento alguno acerca de instalaciones fotovoltaicas, y así, lleguen a comprender esta energía limpia.

En todas estas clasificaciones, se monitorizarán variables según la instalación fotovoltaica que se tenga y los requisitos que se hayan impuesto. Esta capacidad de adaptarse, hacen a la monitorización un sistema flexible para cubrir cualquier necesidad, desde el almacenamiento de datos y la visualización a tiempo real de las magnitudes, hasta poder supervisar desde cualquier lugar del planeta con conexión a internet.

2.4. Ventajas de la monitorización

Los sistemas de monitorización cuentan con numerosas ventajas, en la **Figura 2.6** se muestran muchas de ellas, seguidamente se explican de manera más detalladas dichas ventajas. Estas ventajas serán claves a la hora de decidirse por una instalación con o sin monitorización.

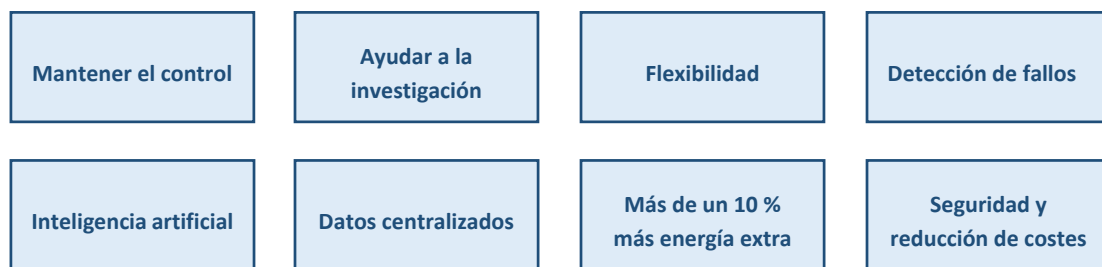


Figura 2.6: Algunas de las ventajas de la monitorización

Una de las ventajas principales es que la monitorización permite mantener controlada en cualquier momento y lugar, una instalación fotovoltaica, ya sea un sistema de autoconsumo, un huerto solar, etc.

La monitorización es clave puesto que es prácticamente el único modo de poder seguir ampliando el conocimiento acerca de las instalaciones fotovoltaicas e investigando acerca de esta tecnología. Además, es una herramienta muy útil para la divulgación.

La monitorización es flexible, tiene gran facilidad de adaptación a cualquier instalación, ya que es muy modular. A la hora del diseño se hará énfasis en aquellas variables más importante y necesarias de cada tipo de sistema, así como, las que vengan por requisitos de configuración, tamaño, situación, usuario, etc.

La monitorización unida a la inteligencia artificial, puede ayudar a adaptar el consumo a la producción, a gestionar la energía, a detectar anomalías antes de que estas sucedan y desemboque en un fallo más grande.

La monitorización junto con una aplicación diseñada para ese propósito, permite tener centralizado los datos a tiempo real de una instalación, o su evolución histórica.

Como última conclusión sobre las ventajas es que la diferencia que existe entre una instalación fotovoltaica que cuenta con sistema de monitorización y otra que no cuenta con este tipo de sistema, llega a suponer una diferencia porcentual en la producción de 10 o más puntos [7]. Además, es importante la reducción en costes de mantenimiento, el aumento de la rentabilidad, la mejora de la disponibilidad y la mayor seguridad de las instalaciones fotovoltaicas.

La monitorización como tal no tiene desventajas, puesto que da un valor añadido a una instalación fotovoltaica. Como contras puede estar, un aumento en la inversión inicial de la instalación, que puede ser significativo dependiendo de los equipos, pero que puede ser amortizado a medio plazo. Así como, los sensores deben ser recalibrados cada cierto tiempo y someterse a un leve mantenimiento, pero este es un factor que se repite también para el resto de la instalación fotovoltaica, aunque no se monitorice.

La monitorización de sistemas fotovoltaicos es un sector donde se vienen desarrollando productos novedosos en los últimos años, sobre todo enfocados en el IOT, lo cual convierte a este sector en un posible negocio potencial, pues como se ha visto ineludiblemente va ligado a la tendencia de la energía solar fotovoltaica.

El peso económico de la monitorización en una instalación fotovoltaica es clave a la hora de su implementación en instalaciones particulares o residenciales, ya que los equipos llegan a suponer un porcentaje relativamente importante al precio total.

En el siguiente apartado se realizará una lista de los requisitos de diseño más comunes de los sistemas de monitorización.

2.5. Diseño de un sistema de monitorización

El diseño de un sistema de monitorización tiene una fase inicial donde se evalúan los distintos requisitos que debe cumplir el sistema, llevando a la monitorización a un concepto de “monitorización a medida”, estos requisitos de diseño son impuestos por diversos factores, algunos de los cuales se indican en la **Figura 2.7**.

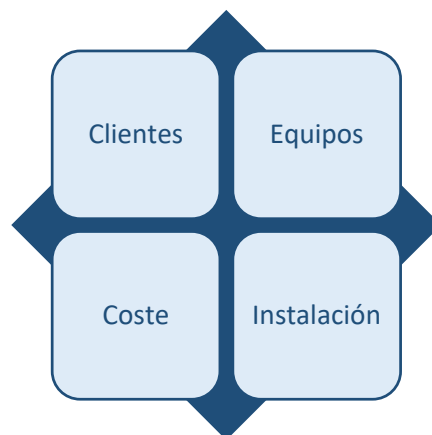


Figura 2.7: Factores que imponen requisitos de diseño

Los requisitos más importantes a la hora de diseñar un sistema de monitorización son:

- **Interfaz gráfica online:** permite ver en tiempo real un panel con los datos más relevantes que se están monitorizando, y tener información actualizada en cada momento.
- **Datos offline:** permite consultar la evolución de una variable en un momento distinto al actual, por ejemplo, consultar el comportamiento de una magnitud durante un mes completo.
- **Variables a muestrear:** depende del tipo de instalación fotovoltaica que se vaya a monitorizar, además del coste, sensores, puntos de interés, información necesaria, etc.
- **Uso informativo:** es diferente si la monitorización va destinada a ser usada por un técnico, o si va a ser con carácter difusivo y docente. Se fortalecerán matices diferenciadores, como en el diseño de la interfaz, en las herramientas, etc.
- **Frecuencia de muestreo de los datos:** dependerá de las variables que se vayan a medir, así como, de la calidad del sistema de monitorización o la velocidad de muestreo máxima de los equipos.
- **Fiabilidad y robustez del sistema:** todos los sistemas deben de garantizar un mínimo de fiabilidad. Importante en los sensores es su resolución y precisión en la medida, en los equipos su robustez, al igual que en las comunicaciones.
- **Comunicaciones:** deben de primar unas comunicaciones seguras y adaptadas a las necesidades, para ello hay que valorar la distancia máxima, la interfaz de comunicación de los equipos, el protocolo de comunicación software en el pc, o la velocidad de transmisión.
- **Control remoto:** es la capacidad de poder observar la monitorización, en un lugar distinto al sistema que la alberga como tal, un PC central normalmente. A veces, se permite interactuar remotamente, en detrimento de la seguridad y robustez del sistema.
- **Procesamiento de datos:** los datos pueden ser monitorizados y mostrados como tal en la interfaz gráfica y almacenarlos. Pero en la mayoría de ocasiones muchos de los datos pueden ser procesados para ganar información extra y, sobre todo mostrar datos que sean de más interés para el usuario, sin necesidad de tener que hacer los cálculos manualmente.
- **Cumplimiento de normativa:** según el uso que se le vaya a dar a la instalación, si es para uso comercial, de investigación, según el tamaño, etc. Es necesario adaptar el sistema para que cumpla una normativa específica, o siendo la misma, que esta sea más restrictiva o menos dependiendo del caso.
- **Adaptación al entorno:** en ocasiones es necesario que el sistema nuevo de monitorización comparta dicha tarea con otros equipos anteriores a él. Por esta razón, habrá que estudiar la compatibilidad de las comunicaciones, las interferencias, etc.
- **Tipo de instalación:** según la topología de la instalación fotovoltaica donde vaya instalado el sistema de monitorización será necesario monitorizar unas variables u otras, fortalecer puntos específicos de toma de datos, o unas comunicaciones distintas que soporte mayor distancia.

Por último, cabe destacar que estos requisitos de instalación son a su vez criterios de selección a la hora de decantarse por los equipos, sensores y aplicaciones de desarrollo.

En el apartado siguiente se hace una revisión simple de la normativa de monitorización vigente, así como, se indican las variables que comúnmente se monitorizan y que sensores se usan para ello.

2.6. Parámetros eléctricos y meteorológicos para monitorizar. Normativa

En este apartado se hará un repaso de la normativa que se aplica a los sistemas de monitorización, principalmente enfocado en las variables más comunes, los sensores que se usan para ello y que características deben tener estos en función de la clase de instalación fotovoltaica que se tenga (apartado 2.3.2. “Según el tamaño de la instalación fotovoltaica y de la precisión requerida”).

La normativa vigente para la monitorización fotovoltaica es la norma **UNE-EN 61724-1:2017** (Idioma: inglés), la cual es una ratificación de la norma internacional **IEC 61754-1**. Tiene como principal misión clasificar los sistemas de monitorización, explicar cómo deben realizarse las medidas, el almacenamiento de los datos y la validación de los mismos, los tipos de sensores y su mantenimiento, así como, un análisis de las distintas expresiones que sirven para valorar el rendimiento de una instalación fotovoltaica dependiendo del tipo.

En primer lugar, se debe seleccionar sobre que magnitudes hará la revisión, enfocado a la instalación fotovoltaica real que se ha monitorizado en este TFG. La normativa en la **Figura 2.8** recoge todas las magnitudes que se pueden medir de una instalación fotovoltaica, es decir, magnitudes que se cuantifican a través de sensores sin procesamiento.

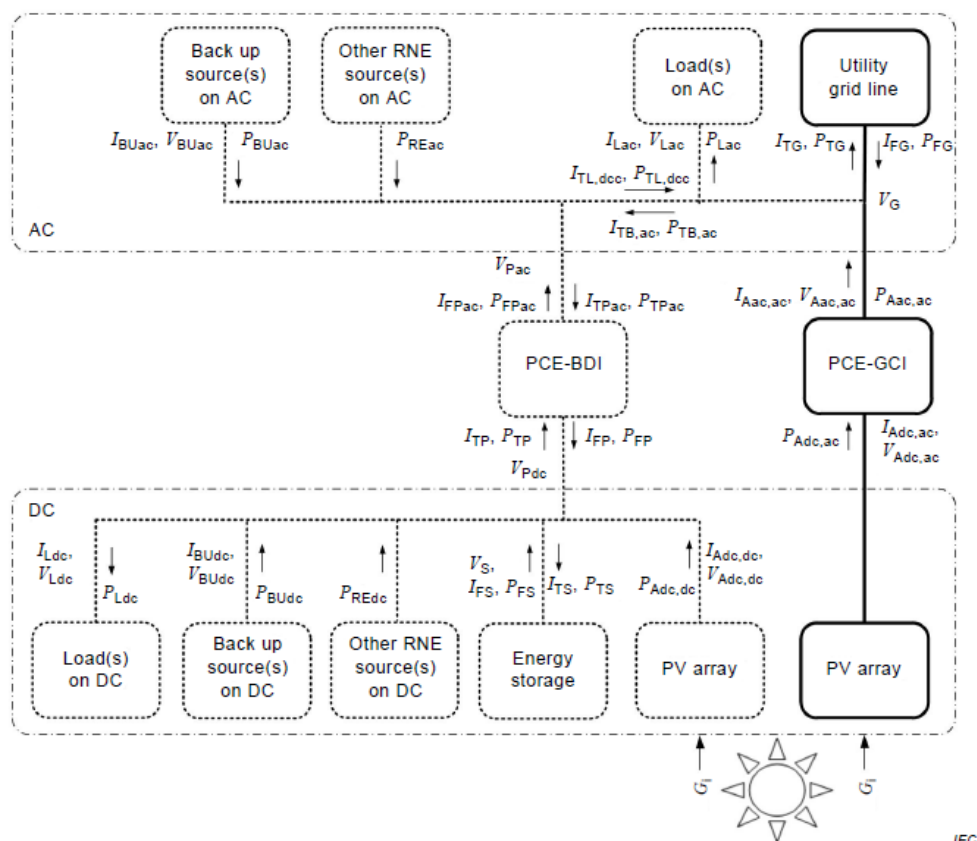


Figura 2.8: Magnitudes medibles de un sistema fotovoltaico según la norma UNE-EN 61724-1:2017

La instalación que se ha monitorizado se trata de una instalación fotovoltaica conectada a red sin almacenamiento de energía, por lo que la gran mayoría de las magnitudes que se ven en la **Figura 2.8** no se revisarán.

En la **Figura 2.9** se recogen las magnitudes que aparecen en la normativa que se van a medir directamente en el sistema de monitorización, en este caso son temperaturas, irradiancia, tensiones, intensidades y potencias. Pero finalmente, el sistema monitorizado almacenará en su base de datos hasta 25 variables distintas, como el factor de potencia, la potencia reactiva, la energía etc.

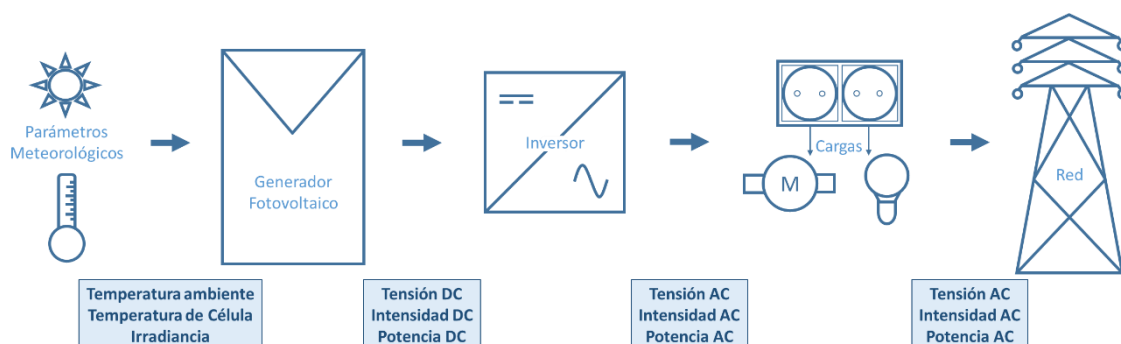


Figura 2.9: Magnitudes que aparecen en la normativa y que se miden en la instalación real

Los parámetros que se midan igual (inversor y red) no se repetirán, aquellos parámetros que no aparezca en la **Figura 2.8** de la normativa **UNE-EN 61724-1:2017** no se indicarán en este apartado.

Como se observa, las variables se dividen en dos partes: parámetros meteorológicos, parámetros eléctricos (continua y alterna).

2.6.1. Parámetros meteorológicos

- **Temperatura ambiente:** la temperatura ambiente es una magnitud importante para conocer el comportamiento del módulo con la temperatura, y en casos de carecer de sensor de temperatura de módulo se puede extrapolar a esta, a partir de la de ambiente. Los sensores más comunes utilizados para la medida de la temperatura ambiente son las RTD (Pt100 o Pt1000) y los termopares. Estos se albergan dentro de dispositivos que los protejan de la radiación directa, pero que permita la circulación correcta del aire.

Según la normativa el instrumento debe de tener una **resolución $\leq 0,1^\circ\text{C}$** y una **incertidumbre máxima de $\pm 1^\circ\text{C}$** .

En la **Tabla 2.3** se recoge el mantenimiento que deben tener este tipo de sensores dependiendo de la clase de instalación fotovoltaica donde se apliquen.

Asunto	Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Recalibración	1 vez cada 2 años	Según recomendación del fabricante	No se aplica

Tabla 2.3: Mantenimiento normativa de sensores de temperatura ambiente según clases sistemas

- **Temperatura de módulo:** la temperatura del módulo es esencial a la hora de conocer las pérdidas de tensión del generador fotovoltaico por temperatura. El sensor se coloca adherido a la cara trasera de uno o más módulos fotovoltaicos. Debe ser colocado justamente en la zona centro de una célula del módulo.



Figura 2.10: RTD temperatura módulo

Los sensores para la medida de la temperatura del módulo más usuales son los sensores resistivos con la temperatura (RTD) adhesivos: Pt100 o Pt1000 (**Figura 2.10**).

La **resolución** de la medida de la temperatura, incluyendo el sensor y el acondicionamiento necesario para medida tiene que ser $\leq 2^\circ\text{C}$ e **incertidumbre máxima de $\pm 1^\circ\text{C}$**

En la **Tabla 2.4** se recoge que mantenimiento es recomendable para este sensor según la clase de sistema que se tenga.

Asunto	Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Recalibración	1 vez cada 2 años	Según recomendación del fabricante	No se aplica

Tabla 2.4: Mantenimiento normativa de sensores de temperatura módulo según clases de sistemas

- **Irradiancia:** es esencial medir esta variable, a simple vista permite saber si el sistema se está comportando correctamente, pues la evolución temporal de la irradiancia debe ser proporcional a la curva de potencia. Además, a partir de ella se pueden obtener valores teóricos de producción que, comparándolo con lo real, permitirá evaluar las pérdidas. Los sensores utilizados para la medición de esta magnitud son el piranómetro, células o módulos calibrados y fotodiodos en algunos casos.



Figura 2.12: Piranómetro

El piranómetro, entre sus ventajas está que tiene una buena respuesta temporal respecto a los otros dos. Son fabricados específicamente para esta tarea. El de la **Figura 2.12** es un piranómetro de tipo termoeléctrico.

La célula calibrada (**Figura 2.11**) tiene un precio inferior al anterior y ofrece gran versatilidad, aunque no se obtiene la misma fiabilidad. Es necesario en la mayoría de ocasiones un acondicionamiento para poder medir la irradiancia a través de la corriente generada, provocando una caída sobre una resistencia shunt y obtener tensión



Figura 2.11: Célula calibrada

Fotodiodos tienen un precio muy bajo con respecto a los dos anteriores, son apropiados para sistema de bajo coste.

En la **Tabla 2.5** se recogen las características que deben cumplir los sensores enumerados para medir la irradiancia según la clase de instalación que vaya a medirse.

Sensor	Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Piranómetro	<i>Secondary Standard</i> para ISO 9060 Incertidumbre total por hora $\leq 3\%$	<i>First class</i> para ISO 9060 Incertidumbre total por hora $\leq 8\%$	No se aplica

Célula o módulo calibrado	Incertidumbre total por hora $\leq 3\%$ Rango: desde 100 W/m ² hasta 1000 W/m ²	Incertidumbre total por hora $\leq 8\%$ Rango: desde 100 W/m ² hasta 1000 W/m ²	No se aplica
Fotodiodo	No se aplica	No se aplica	No se aplica

Tabla 2.5: Características normativa sensores según clases de sistemas

Una vez vistas las características con las que debe contar el sensor, se procede a explicar qué tipo de mantenimiento debe realizarse dependiendo de la clase de sistema fotovoltaico que se tenga (**Tabla 2.6**).

Asunto	Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Recalibración	1 vez por año	1 vez cada 2 años	Según recomendación del fabricante
Limpieza	Al menos 1 vez por semana	Opcional	No se aplica

Tabla 2.6: Mantenimiento normativa de sensores irradiancia según clases de sistemas

2.6.2. Parámetros eléctricos

- **Tensión DC:** el dispositivo para medir tensión en continua debe de tener un acondicionamiento para reducir la tensión a un rango adaptado al margen de entrada de un sistema de medida. Es necesario garantizar el aislamiento galvánico, son típicas las soluciones basadas en divisores de tensión cuando la tensión está dentro de unos rangos que permitan la seguridad, pero cuando el generador es de un tamaño considerable no es una solución demasiado óptima.
- **Intensidad DC:** es la corriente generada por el array fotovoltaico, para realizar su medida suelen ser dos tipos de sensores los más usuales: La resistencia shunt y los sensores de efecto Hall.
La resistencia shunt permite medir la corriente con una entrada en tensión. Se tiene una resistencia shunt de un valor conocido, bajo ppm y de una tolerancia baja, sabiendo su valor y midiendo la caída de tensión en ella, puede calcularse la corriente con la Ley de Ohm. Los sensores de Efecto hall se basan en este efecto para poder medir la corriente, en la mayoría de ocasiones son no invasivos, por lo que son cómodos para tareas a pie de campo y de menor potencia.
- **Potencia DC:** Se puede obtener a partir del producto de la tensión por la intensidad, pero si se desea tener la mayor precisión se usan vatímetros, aunque encarecen el sistema.
- **Tensión AC:** se mide a la salida del inversor y en la conexión a red. Para su medida es común la utilización de transformadores, de esta manera se obtiene una tensión inferior en el secundario, que puede adaptarse para ser medida con un sistema de adquisición de datos.

- Intensidad AC: se usan sensores de efecto Hall para su medida.
- Potencia AC: es frecuente el uso de medidores de energía, que permitan conocer la calidad de esta, como su factor de potencia, la potencia reactiva etc.

En la siguiente tabla se incluye la precisión que debe existir en la medición de cada magnitud eléctrica en función de la clase de sistema fotovoltaico que se vaya a monitorizar.

Parámetro eléctrico	Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Tensión DC	±2,0%	No se aplica	No se aplica
Intensidad DC	±2,0%	No se aplica	No se aplica
Potencia DC	±2,0%	No se aplica	No se aplica
Tensión AC	±2,0%	±3,0%	No se aplica
Intensidad AC	±2,0%	±3,0%	No se aplica
Potencia AC	±2,0%	±3,0%	No se aplica

Tabla 2.7: Clasificación de la precisión para cada magnitud según clases de sistemas

Con respecto a la adquisición de los datos

Los equipos de adquisición datos tienen tiempos de muestreo, así como, los sensores tienen una respuesta temporal más rápida o lenta dependiendo de la tecnología. Estos factores serán claves a la hora de establecer criterios de selección para equipos y sensores. La normativa establece un período máximo de muestreo de los datos y otro para la grabación de los mismo, dependiendo de la clase de sistema fotovoltaico, en la **Tabla 2.8** se recogen dichos períodos mínimos de muestreo.

Intervalos muestreo y almacenamiento		Clase A Alta precisión	Clase Media precisión	Clase C Precisión básica
Máximo intervalo de muestreo	Parámetros meteorológicos y eléctricos	3 s	1 min	1 min
Máximo intervalo de almacenamiento	Parámetros meteorológicos y eléctricos	1 min	15 min	60 min

Tabla 2.8: Intervalos de muestreo y almacenamiento según clases de sistemas

En el caso del sistema de monitorización puesto en marcha en este TFG, el período de muestreo de todas las variables es de 1 segundo, y se almacenan en la base de datos en intervalos de 1 minuto. Por lo que, puede englobarse como un sistema de monitorización de **CLASE A**, tanto por estas razones como por la precisión y resolución de las medidas, y más aspectos que se seguirán viendo.

3. MONITORIZACIÓN. CASO PRÁCTICO

3.1. Introducción

Como ya se vio en el capítulo 2, los sistemas de monitorización tienen funciones básicas, pero la mayor parte de sus características y funcionalidades responden a los objetivos que se pretendan con dicha monitorización. Se han enumerado diferentes ventajas, como la seguridad, el aumento de la productividad, el control, o la capacidad de difusión de la energía solar fotovoltaica a través de ellos.

Un caso de monitorización es el que se enmarca dentro del proyecto UNIVER, el cual nació con el objetivo de alcanzar un 10 % de la generación eléctrica de la Universidad de Jaén, 200 kW instalados (**Figura 3.1**), para integrar la energía fotovoltaica en espacios públicos, y servir una vez instalado, como sistema de apoyo a la docencia y la investigación [8]. Dentro de este proyecto se da un caso de telemonitorización, para tener un control a tiempo real desde cualquier parte del mundo de los 4 generadores que forman el proyecto: pérgola, aparcamiento 1, aparcamiento 2, y fachada edificio.



Figura 3.1: Instalaciones fotovoltaicas del proyecto UNIVER

El proyecto de monitorización se planteó con dos objetivos, el primero es el de mantener bajo control la instalación y evaluar su comportamiento, y otro es el de difundir las ventajas de la energía solar fotovoltaica, el ahorro supuesto, las emisiones evitadas y cómo es posible su integración en lugares públicos.

En este capítulo se plantea un caso de monitorización para un sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento de energía de 3 kW, instalado entre la azotea del edificio de ingeniería y tecnología de la Escuela Politécnica Superior de Jaén, y el laboratorio A3-265/266 del mismo edificio, situado en la Universidad de Jaén (España).

Este sistema de monitorización tendrá como objetivos principales servir en tareas docentes para la formación en energías renovables, y más concretamente de la energía solar fotovoltaica. Además, debe cumplir con características que lo hagan útil para tareas de investigación relacionadas con distintos aspectos, como puede ser el comportamiento de la tecnología que integra el generador. En la **Figura 3.2** se exponen las características más importantes con las que debe cumplir el sistema de monitorización instalado.

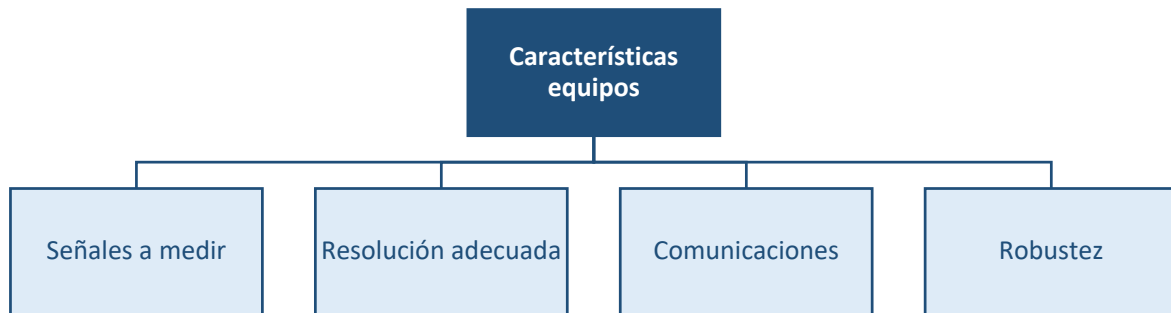


Figura 3.2: Principales características que deben tener los equipos de monitorización

Los equipos de monitorización deben ser capaces de medir el mayor número de magnitudes, para dotar de toda la versatilidad posible al sistema, puesto que de esta manera se recibe la mayor información posible, y no se cierran puertas a futuros proyectos que si necesitan de estas magnitudes. El sistema de monitorización debe tener una buena resolución y exactitud en las medidas ya que las tareas de investigación necesitan datos representativos. La comunicación debe adaptarse al PC central que recibirá todos los datos. Y por último el sistema debe ser robusto para tener datos fiables y la información recabada sea útil y tenga valor.

Con respecto a la aplicación software de monitorización, las características más importantes que deben cumplirse son las que aparecen en la **Figura 3.3**.

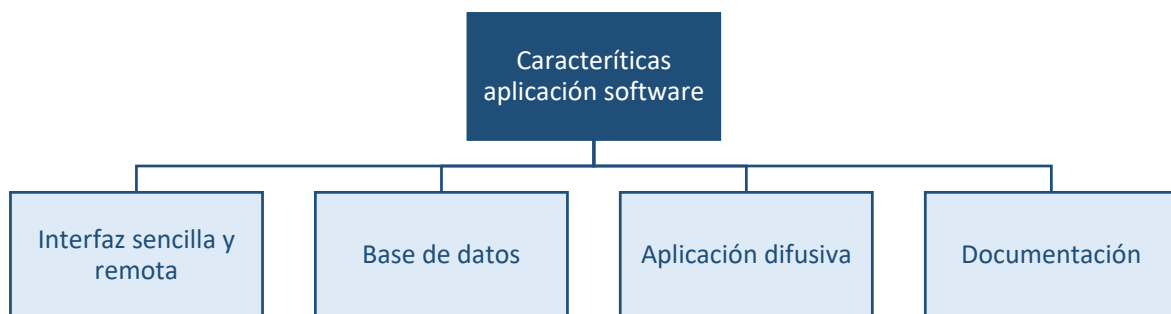


Figura 3.3: Principales características que deben tener la aplicación de monitorización

La aplicación debe contar con una interfaz de usuario fluida, explicativa y clara, además se debe tener acceso a ella de forma remota. Debe ser capaz de procesar todas las variables necesarias y almacenarlas en una base de datos, para así, poder acceder cuando se desee y realizar estudios, investigaciones, etc. Tiene que ofrecer posibilidades para ayudar en tareas de difusión de la energía solar fotovoltaica, muy especialmente para tareas docentes. Por último, tiene que contener acceso a toda la documentación relacionada con la instalación, el sistema de monitorización y la propia aplicación software.

Con todas estas características y otras tantas que se vieron en el apartado 2.5, este sistema de monitorización pertenece a un tipo de instalación de clase A, el nivel superior. Los equipos son industriales, las comunicaciones fiables, la adquisición de todas las magnitudes se lleva a cabo en intervalos de un segundo, y son almacenadas cada minuto. El sistema mide diferentes magnitudes en varios puntos significativos de la instalación, en la **Figura 3.4** se observa un gráfico con todas variables que el sistema de monitorización adquirirá de la instalación fotovoltaica.

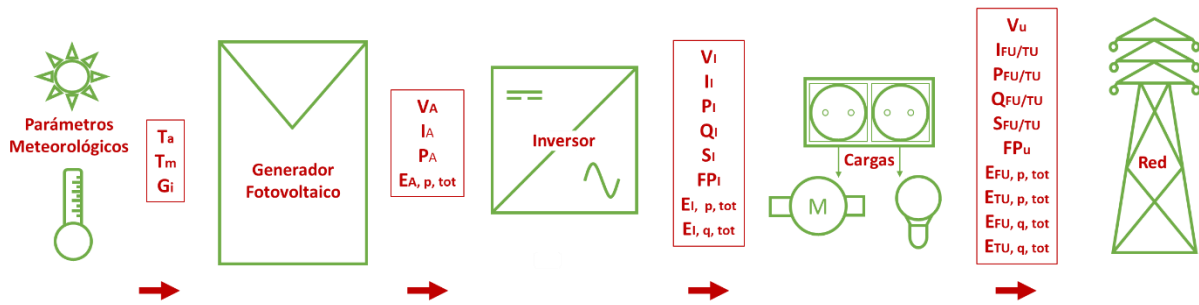


Figura 3.4: Gráfico variables del sistema suministradas por los equipos de monitorización

En la **Tabla 3.1** se expresa el nombre completo de cada variable que aparece en la **Figura 3.4**.

GENERADOR FOTOVOLTAICO (DC)	
V_A	Tensión del generador fotovoltaico [V]
I_A	Intensidad del generador fotovoltaico [A]
P_A	Potencia activa del generador fotovoltaico [W]
$E_{A,p,tot}$	Energía activa GFV (desde 1 ^{er} día) [kWh]
PARÁMETROS METEOROLÓGICOS	
T_a	Temperatura ambiente [°C]
T_m	Temperatura de célula [°C]
G_i	Irradiancia [W/m^2]
INVERSOR (AC)	
V_i	Tensión a la salida del inversor [V]
I_i	Intensidad a la salida del inversor [A]
P_i	Potencia activa en el inversor [W]
Q_i	Potencia reactiva en el inversor [VAr]
S_i	Potencia aparente en el inversor [VA]
FP_i	Factor de potencia en el inversor
$E_{i,p,tot}$	Energía activa inversor total (desde 1 ^{er} día) [kWh]
$E_{i,q,tot}$	Energía reactiva inversor total (desde 1 ^{er} día) [kVArh]
RED (AC)	
V_U	Tensión de red [V]
$I_{FU/TU}$	Intensidad de red importada/inyectada [A]
$P_{FU/TU}$	Potencia activa red importada/inyectada [W]
$Q_{FU/TU}$	Potencia reactiva red importada/inyectada [VAr]
$S_{FU/TU}$	Potencia aparente red importada/inyectada [VA]
FP_U	Factor de potencia red
$E_{FU,p,tot}$	Energía activa red importada (desde 1 ^{er} día) [kWh]
$E_{TU,p,tot}$	Energía activa red inyectada (desde 1 ^{er} día) [kWh]
$E_{FU,q,tot}$	Energía reactiva red importada (desde 1 ^{er} día) [kVArh]
$E_{TU,q,tot}$	Energía reactiva red inyectada (desde 1 ^{er} día) [kVArh]

Tabla 3.1: Variables del sistema suministradas por los equipos de monitorización

En la **Tabla 3.1**: Variables del sistema suministradas por los equipos de monitorización se recogen todas las variables que serán proporcionadas por los equipos de monitorización. Además, atendiendo a los requisitos de diseño, se utilizarán estas variables para obtener otras, las cuales se llamarán variables procesadas, y sirven para hacer más cómoda la lectura de datos y obtener información adicional.

Por último, en este capítulo se abarca desde la instalación fotovoltaica que se va a monitorizar hasta el sistema de monitorización, incluyendo la aplicación software desarrollada para este propósito. Para la instalación, el mantenimiento y el uso de este sistema se completa esta memoria con 5 anexos que dejarán totalmente documentada el sistema de monitorización creado.

3.2. Descripción de la instalación fotovoltaica

En este apartado describe brevemente el sistema fotovoltaico sobre el que se ha realizado la monitorización, puede consultarse el **Anexo III “Manual técnico”** de este trabajo para conocer información más completa de la instalación fotovoltaica. A continuación, se describirán los elementos que la integran: el generador fotovoltaico, el inversor, así como, aspectos relacionados con las protecciones y las cargas que pueden conectarse.

3.2.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico instalado (**Figura 3.5**) tiene una potencia nominal de **2,97 kW**, formado por **11 módulos en serie**, cada uno de 270 W de potencia.



Figura 3.5: Imagen del generador fotovoltaico monitorizado



Figura 3.6: Módulo AC-270P/156-60

Los módulos son del fabricante **AXITEC**, modelo **AC-270P/156-60**, fabricados en silicio policristalino, y formados cada uno por 60 células en serie, como el que se muestra en la **Figura 3.6**.

El generador está situado en la coordenadas: $37^{\circ}47'14,3''N$ $3^{\circ}46'38,2''W$, los módulos que lo forman están fijado a la superficie de la azotea del edificio A3 por medio de soportes de hormigón fabricados por SOLABROC, los cuales tienen una **inclinación de 15 °**. La orientación es de Azimut -7° . En la **Figura 3.7** se muestra el punto exacto donde se encuentra el generador fotovoltaico, concretamente en la parte noreste de la terraza del edificio de ingeniería y tecnología.

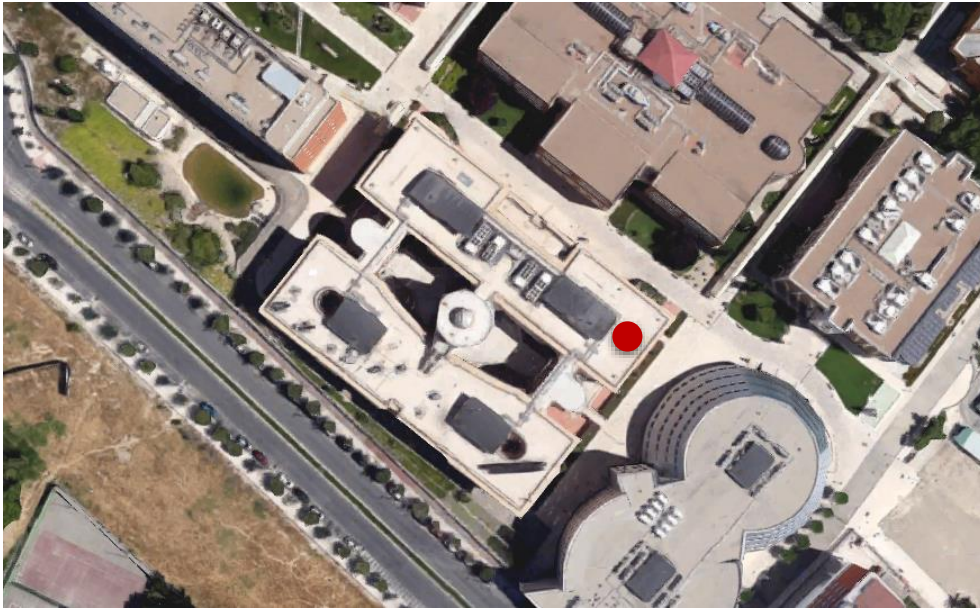


Figura 3.7: Ubicación del generador fotovoltaico

En la **Tabla 3.2** se recogen las características principales del generador fotovoltaico.

Características eléctricas generales del GFV	
Potencia nominal (P_m)	2970 W
Tensión en el punto de máxima potencia (V_m)	342,3 V
Intensidad en el punto máxima potencia (I_m)	8,71 A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	420,2 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc})	9,25 A
Eficiencia (η)	16,6%

Tabla 3.2: Características eléctricas generales del GFV



Figura 3.8: Equipo PVPM1000C40

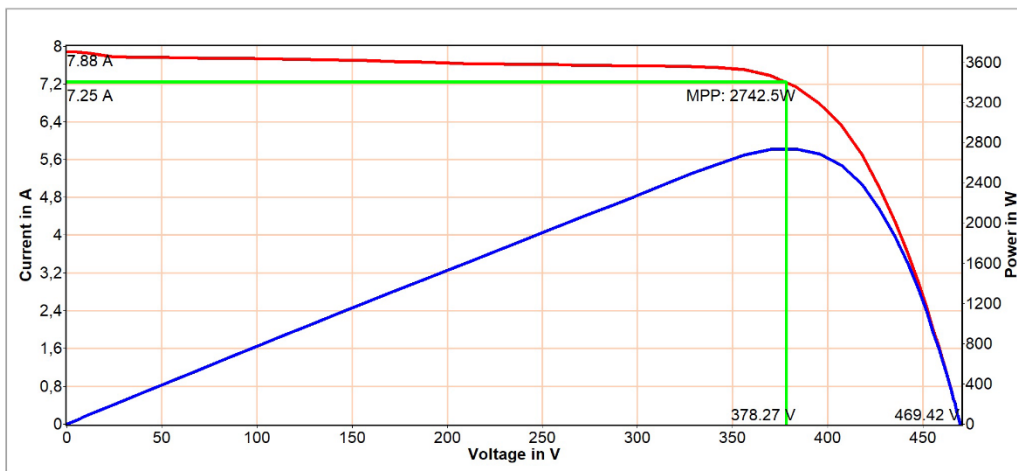
Inicialmente se ha procedido al trazado de la curva característica del generador fotovoltaico a sol real. Para ello se ha utilizado un instrumento específico: un trazador de curvas del fabricante PVPM, concretamente el modelo PVPM1000C40 (**Figura 3.8**).

En primer lugar, se realiza una limpieza de los módulos fotovoltaicos con agua destilada, para evitar tener pérdidas por suciedad. Se comprueba que no existen sombras y que la climatología es favorable.

Las medidas se realizan a cuatro hilos, 2 positivos y 2 negativos, un par para la tensión y otro par para la corriente. Las medidas reales en el momento de realizar la curva son las que se muestran en la **Tabla 3.3.**

Medidas eléctricas y meteorológicas en el momento de la obtención de la curva	
$V_{OC, GFV}$	469,4 V
I_{CC}	7,88 A
G	820 W/m ²
$T_{cél}$	35,9 °C

Tabla 3.3: Condiciones del GFV en el momento de la obtención de la curva normalizada



Measurement Results				
Module type: - (-)				
In series: 1 - Parallel: 1				
		Measurm.:	Nominal:	Deviation:
Values at STC:	Peak power P pk:	3551,4 Wp	n.a.	n.a.
	Ppk max:	3729,0 W	n.a.	
	Ppk min:	3373,8 W	n.a.	
	I pmax0:	8,84 A	n.a.	n.a.
	Vpmax0:	401,5 V	n.a.	n.a.
	I sc0:	9,62 A	n.a.	n.a.
	Voc0:	495,4 V	n.a.	n.a.
Maximum values (actual):	P max:	2742,5 W		
	I pmax:	7,25 A		
	Vpmax:	378,3 V		
	I sc:	7,88 A		
	Voc:	469,4 V		
Calculated values:	Rs:	5,4 Ohm	-	-
	Losses by add. Rs:	n.a.		
	Rp:	4076 Ohm	-	-
	FF:	0,74	-	-
	NOCT:	36 DegC		
Conditions during measurement:	Cell temperature T mod:	35,9 DegC		
	Irradiance E eff:	820 W/m2		
	Temperature reference cell T ref:	35,9 DegC		

Figura 3.9: Resultado obtenido por el trazador de curvas del GFV

Como se puede observar se ajusta correctamente al comportamiento ideal de dicho generador ante estos valores de irradiancia y temperatura. Posteriormente se extrapolan dichos valores a las condiciones estándares de medida, lo cual resulta tras aplicar un método de extrapolación pertinente.

Nota: La curva está realizada para el mismo generador expuesto anteriormente, pero en un momento anterior, estaba formado por 13 módulos, es decir, 2 más de los indicados. Estos 2 módulos fueron desconectados posteriormente, quedando el inversor con 11 módulos finalmente.

3.2.2. Inversor



El inversor instalado es de **3 kW** de potencia, fabricado por **SMA**, y modelo **Sunny3000TL-21** (Figura 3.10). Es un inversor monofásico, capaz de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, apta para una vivienda y la conexión a red. El rendimiento según el fabricante es de **97,7 %**.

Las características más importantes del inversor utilizado en la instalación quedan recogida en la **Tabla 3.4**.

Figura 3.10: Inversor SMA Sunny 3000TL-21

Características eléctricas principales del inversor	
Características de entrada	
Potencia máxima DC (con $\cos \varphi=1$) (P_{DC})	3200 W
Tensión máxima DC ($V_{DC,m\acute{a}x}$)	550 V
Tensión mínima DC ($V_{DC,m\acute{i}n}$)	125 V
Rango de tensión MMP ($V_{DC,MPP}$)	188 V - 440 V
Tensión nominal DC (V_{DC})	400 V
Corriente máxima por string ($I_{DC,m\acute{a}x}$)	17 A
Características de salida	
Potencia nominal AC (P_{AC})	3000 W
Potencia aparente máxima AC ($S_{AC,m\acute{a}x}$)	3000 VA
Corriente máxima ($I_{AC,m\acute{a}x}$)	16 A
Tensión nominal (V_{AC})	180,280 V
Frecuencia nominal (f)	50,60 Hz

Tabla 3.4: Características principales del inversor

Cabe destacar que este inversor cuenta con entradas para dos string, aunque comparten el mismo seguidor del punto de máxima potencia. En esta instalación sólo se utiliza una entrada del inversor.

3.2.3. Protecciones y cargas.

La instalación fotovoltaica cuenta con las protecciones convenientes que marca la normativa vigente. Entre ellas las protecciones en continua situadas cerca del generador fotovoltaico, en la terraza del edificio A3 (Figura 3.12). Y las protecciones en alterna (Figura 3.11) pertinentes sitas en la dependencia A3-265/266. Además, se cuenta con 2 puntos de conexión para cargas, y posteriormente el punto de conexión con la red.



Figura 3.12:
Protecciones en
continua



Figura 3.11:
Protecciones en
alterna y cargas

Los puntos de conexión para cargas permitirán, entre otras cosas, alimentar equipos con distintos consumos, pudiendo evaluar cuanta energía se inyecta y cuanta es importada, para realizar estudios o para realizar prácticas docentes (son utilizados en una de las actividades de la práctica 2, ver **Anexo V “Manual de prácticas”**).

3.3. Descripción de los elementos que integran la monitorización. Parte hardware

3.3.1. Consideraciones de diseño. Búsqueda de soluciones

Como ya se vio en el capítulo 2, el diseño de un sistema de monitorización debe adaptarse a unos requisitos predefinidos que los marcan los objetivos y las funcionalidades que se necesitan. En el apartado 2.5, pueden verse algunos de los requisitos principales: robustez, comunicaciones, resolución medidas, variables medidas, etc.

En el mercado de monitorización existen cada vez más alternativas, lo que lo convierte en un mercado competitivo, y al ser así, permite seleccionar la mejor opción posible. Las distintas alternativas existentes de monitorización, pueden resumirse en tres tipos: soluciones de bajo coste, soluciones de monitorización basados en inversor, y equipos de monitorización comerciales. Cada alternativa cuenta con una serie de ventajas y desventajas, pero claramente la última opción llega a ser la que mejor se adapta a la instalación fotovoltaica objeto de estudio, en aspectos como la flexibilidad, robustez, y seguridad.

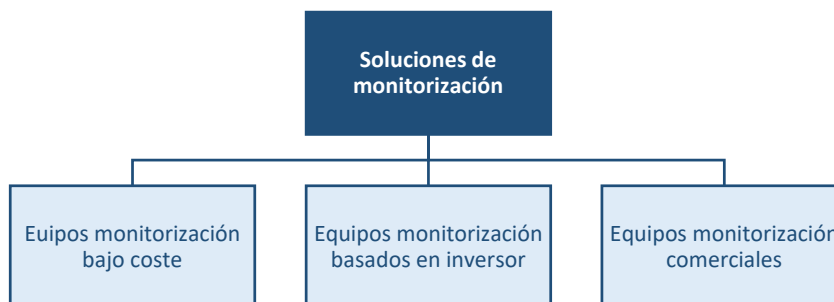


Tabla 3.5: Clasificación de los equipos de monitorización

Los **equipos de monitorización de bajo coste** están basados en tarjetas de adquisición de datos, a las que se les conecta a sus entradas los sensores correspondientes a cada magnitud, estos sensores deben de tener el acondicionamiento necesario para adaptarse a la entrada del SAD. Una vez se tiene la información en formato digital puede ser procesada, dándole el uso que se necesite. Además, se debe de prestar atención a las comunicaciones que podrán establecerse, los periféricos que contiene, etc. Es una solución viable para la realización de prototipos, pero mantenerlo funcionando durante

mucho tiempo, y en muchas ocasiones en condiciones adversas, no es la mejor opción. Los canales de comunicación que se utilizan no suelen ser demasiado seguros y robustos.

En las **soluciones basadas en inversor**, son los inversores los que integran la monitorización. Son los más rápidos y fáciles de instalar, pero es frecuente un coste adicional e incluso cuotas de funcionamiento. Son rígidos, puesto que no permiten nada de flexibilidad con respecto a la información que proporcionan y las variables que miden. Son indicados para instalaciones fotovoltaicas en viviendas o similares.

Con respecto a la última opción, los **equipos de monitorización comerciales** son los que más se adaptan a las necesidades del cliente y, además, garantizan un funcionamiento óptimo y seguro, gracias a su robustez y fiabilidad. Además, incorporan comunicaciones estándares, ofreciendo compatibilidad con otros equipos.

Para el caso de esta instalación se ha escogido la última opción de sistema de monitorización por distintos motivos, entre los que se encuentra, la robustez, la cantidad de magnitudes a medir, la resolución de las medidas, la versatilidad y la comunicación con el PC. Son equipos sencillos de instalar y de configurar, por medio de softwares del fabricante, además permite monitorizar todo aquello que se desee, ya que su modularidad permite tener equipos para muchas tareas: módulos meteorológicos, medidores de string, analizadores de energía, etc.

Los equipos de monitorización comerciales son a su vez, los que tienen un coste más elevado, a cambio de una fiabilidad única en la medición, la seguridad y las acciones de control que no tienen los otros dispositivos. Es necesario aclarar que los equipos pueden ser situados en distintos puntos de la instalación sin depender unos de otros, gracias al bus de comunicaciones que permite que trabajen por separado.

A continuación, se pasa a detallar el sistema de monitorización que ha sido instalado, para ello se repararán brevemente los equipos, los fundamentos básicos de la comunicación, e ideas generales de la monitorización

3.3.2. Descripción de los equipos y de la comunicación

Ahora se describen los equipos de monitorización que han sido instalados y configurados, para construir la parte física del sistema de monitorización. Los equipos de monitorización utilizados son fabricados por Carlo Gavazzi. Se monitorizan tres puntos distintos de la instalación fotovoltaica: generador fotovoltaico, inversor y conexión con la red (puntos marcados en la **Figura 3.13**).

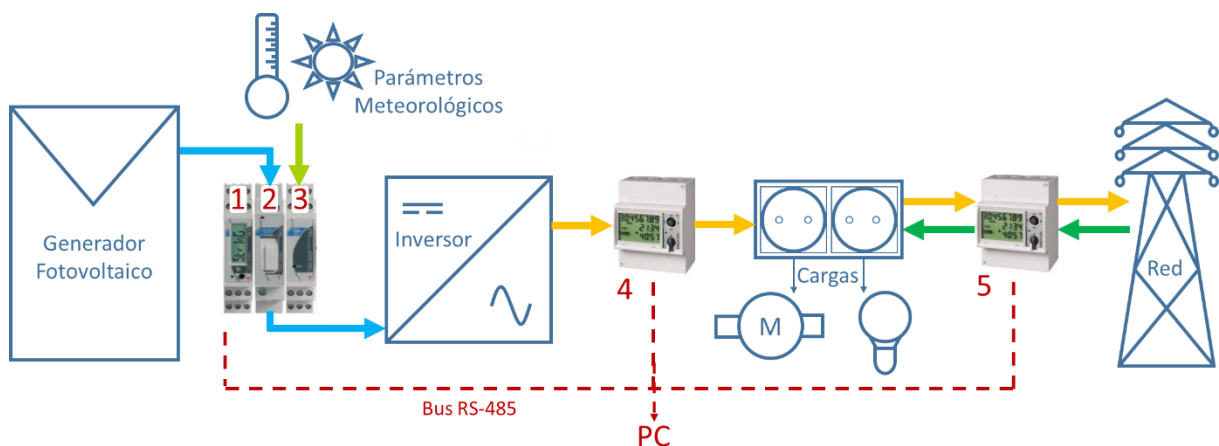


Figura 3.13: Sistema de monitorización instalado

Monitorización de los parámetros meteorológicos y del GFV

El equipo utilizado para esta labor está formado por tres módulos [9]:

- El módulo maestro **VMUM4AS1T2XT** (elemento 1 de la **Figura 3.13**) es el encargado de gestionar la comunicación con el bus de los otros módulos.
- El módulo String **VMUSAV30XSXX** (elemento 2 de la **Figura 3.13**) se encarga de medir las magnitudes eléctricas del generador fotovoltaico, tensión e intensidad, estas las va procesando y ofrece varias variables más, como la energía o la potencia, etc.
- El módulo meteorológico **VMUP2TIWXSX** (elemento 3 de la **Figura 3.13**) se encarga de monitorizar las magnitudes meteorológicas que afectan mayormente al generador fotovoltaico, temperatura ambiente, temperatura de célula e irradiancia.

Este equipo de monitorización formado por tres módulos distintos se configura como un todo, para ello se utiliza la aplicación Eos-ArraySoft [10], distribuida gratuitamente por el fabricante. En la **Figura 3.14** se incluye el proceso simplificado de configuración de este equipo de monitorización.

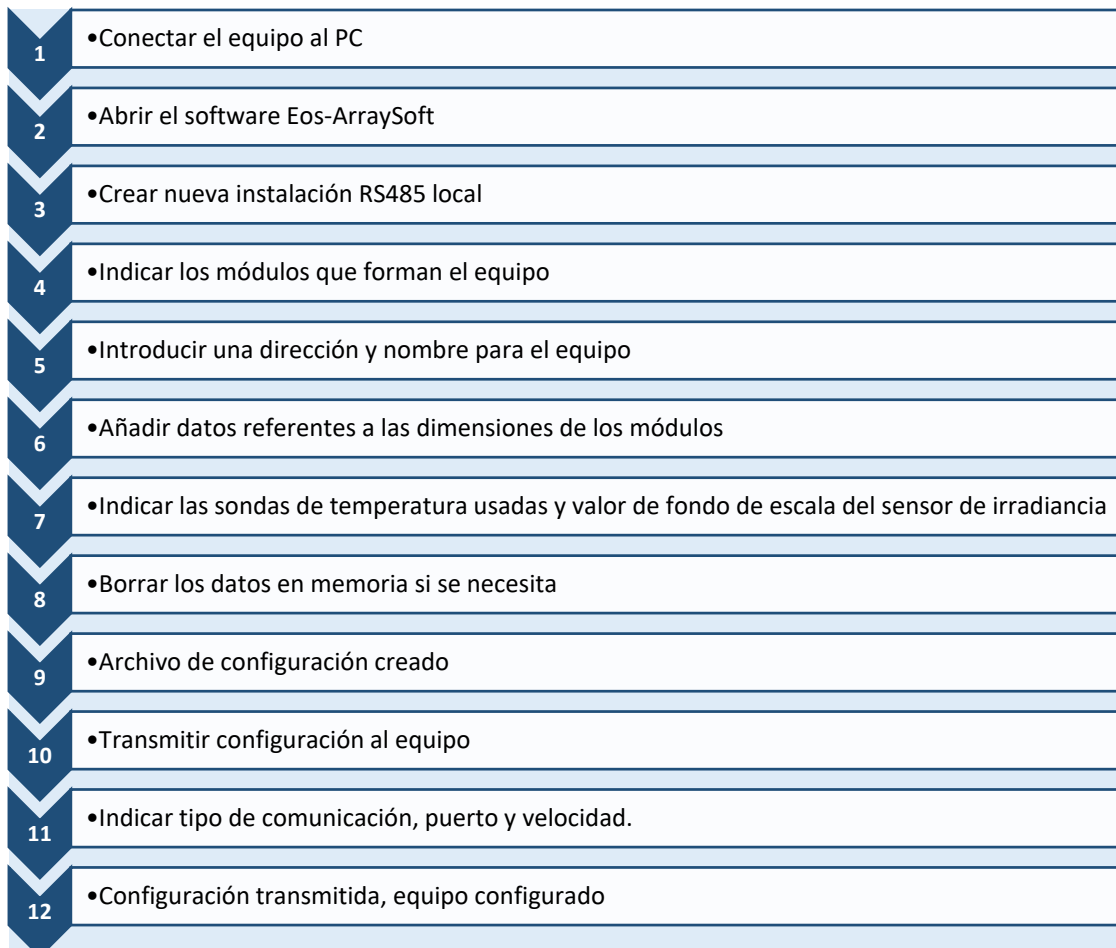


Figura 3.14: Organigrama del proceso de configuración del medidor de parámetros del GFV.

Monitorización de los parámetros a la salida del inversor y en la red

Para la monitorización de los parámetros a la salida del inversor y en el punto de conexión con la red, se utilizan 2 equipos iguales pero situados en puntos distintos.

- El módulo a la salida del inversor **EM24DINAV93XISX** [11] (elemento 4 de la **Figura 3.13**) es un medidor de energía, mide las distintas magnitudes en alterna del inversor, como tensión, intensidad, potencia, factor de potencia, etc.
- El módulo analizador de red **EM24DINAV93XISX** (elemento 5 de la **Figura 3.13**) es un medidor de energía, mide la mismas magnitudes que el anterior. En este caso se configura como bidireccional para que se tenga constancia de la energía importada o inyectada a la red.

Para la configuración de este equipo se usa la aplicación EM2426Soft [12], distribuida gratuitamente por el fabricante. En la **Figura 3.15** se incluye un organigrama con el proceso de configuración del equipo.

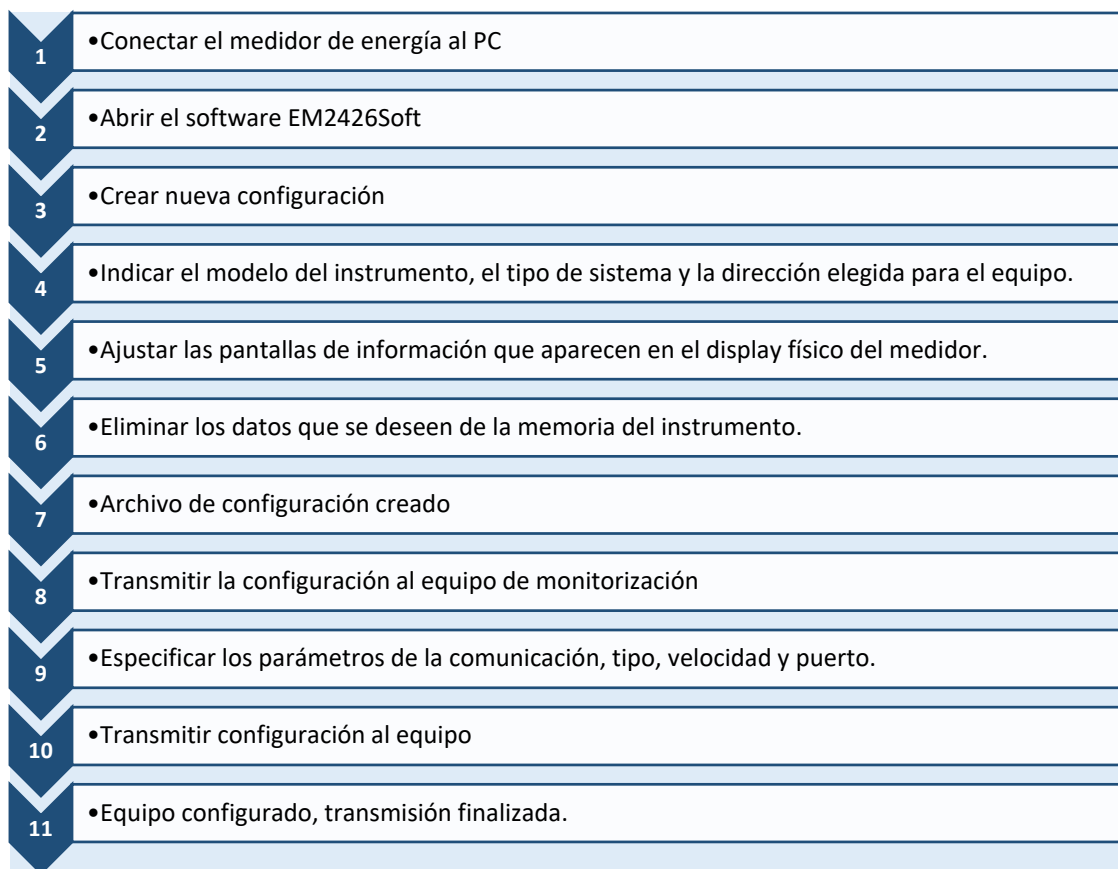


Figura 3.15: Organigrama del proceso de configuración del medidor de energía

Cómo se ve en la **Figura 3.13** los equipos comparten un mismo bus de comunicaciones, en este caso un bus serie RS-485. Cada equipo de monitorización tendrá una dirección, que se le asigna en la configuración. El bus serie llega al PC central, a través de un convertidor RS-485 a RS-232. Para que el PC pueda obtener los datos y que estos a su vez puedan usarse en él, es necesario la instalación de un software del fabricante, Carlo Gavazzi Controls OPC Server for BOs Array and Energy Meters [13]. Este software se encarga de recuperar a través del puerto COM pertinente, los datos del bus serie que comparten los equipos y el PC. Una vez están los datos recuperados, este software se encarga de transmitirlo por el mismo ordenador a través del estándar de comunicación OPC (OLE for Process Control). En el caso realizado, la aplicación de monitorización desarrollada solicita los datos por medio del OPC al software de gestión del OPC Carlo Gavazzi.

Este software debe ser igualmente configurado para poder recuperar del bus serie todos los datos que los diferentes equipos transmiten. En la **Figura 3.16** se muestra un organigrama de este proceso.

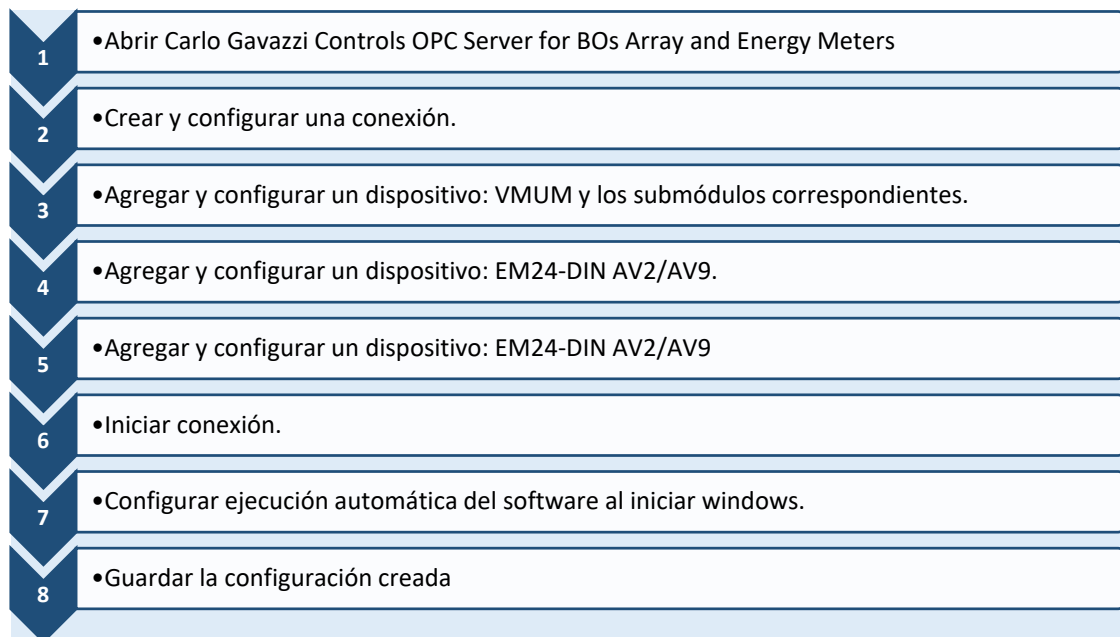


Figura 3.16: Organigrama del proceso de configuración de la comunicación OPC

Para más detalles de la configuración de los equipos debe consultarse el **Anexo II “Manual de instalación”**.

3.4. Aplicación software diseñada

El sistema de monitorización está formado por dos partes, una **hardware**, expuesta en el apartado 3.3., y otra parte que es la denominada **software**. Es cierto que la monitorización no tiene por qué estar compuesta por este último bloque, es decir, no es imprescindible el desarrollo de una aplicación o *SCADA*, ya que los propios equipos son capaces de monitorizar, y al llegar a unos rangos preestablecidos, actuar o avisar por medio de indicadores luminosos o acústicos.

A la misma vez, puede afirmarse que esta parte software es vital para que la monitorización pueda cumplir los distintos objetivos que se han indicado en el capítulo 2, por lo tanto, si esta parte se omite de un sistema de monitorización, este queda incompleto, no será todo lo útil que podría y se desaprovecharía un gran potencial.

La aplicación software es la encargada del almacenamiento de datos, de la representación de las magnitudes a tiempo real, ya sea numéricamente o gráficamente, de mostrar los datos unificados, de hacer entendible rápidamente la instalación fotovoltaica, de gestionar la comunicación remota, de procesar los datos dando información más valiosa, gestionar la base de datos, etc. En definitiva, existen muchas ventajas que hacen que la parte software se convierta en imprescindible para entender un sistema de monitorización como tal.

Por todos los motivos expuestos, se ha desarrollado una aplicación software que cumple los objetivos necesarios para ser útil a nivel docente y de investigación. En el siguiente apartado se plantearán distintas alternativas viables para el desarrollo de la aplicación.

3.4.1. Consideraciones de diseño. Búsqueda de soluciones

Las interfaces gráficas de monitorización o aplicaciones de monitorización, son softwares que en muchas ocasiones son distribuidos por los fabricantes de los propios equipos.

En muchos casos los fabricantes incorporan interfaces online, como los fabricantes de equipos basados en inversor (SMA - **Figura 3.17**)

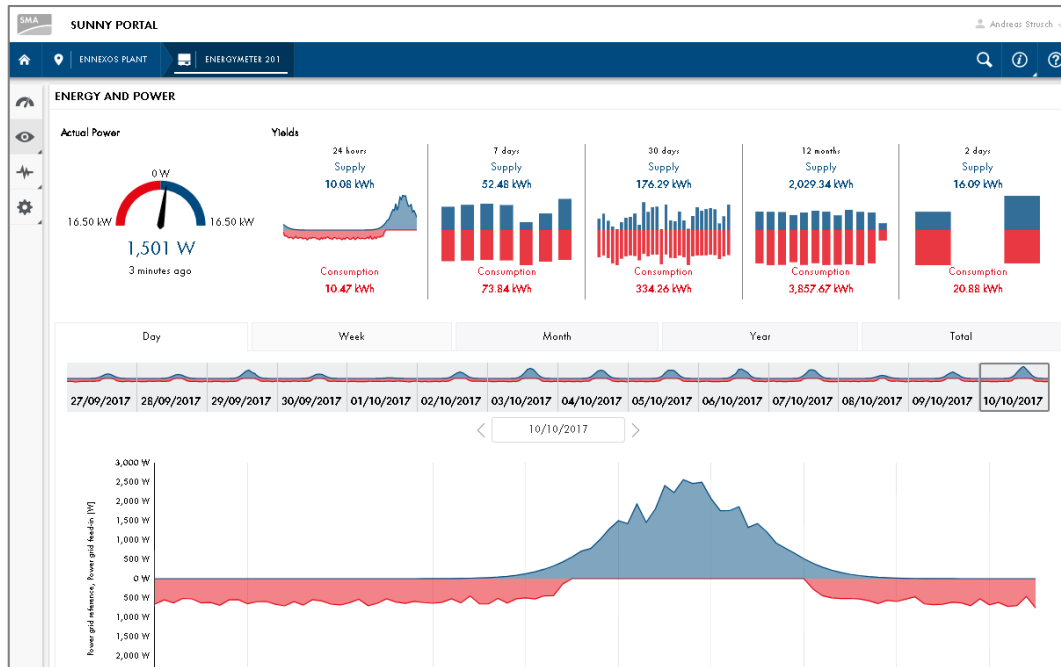


Figura 3.17: Aplicación online del equipo SMA Energy Meter

Otros, como en el caso de Carlo Gavazzi (fabricante de los equipos utilizados) distribuyen un software instalable para poder ver el valor de las magnitudes a tiempo real, el mismo que se encarga de la comunicación OPC, como se ve en la **Figura 3.18**.

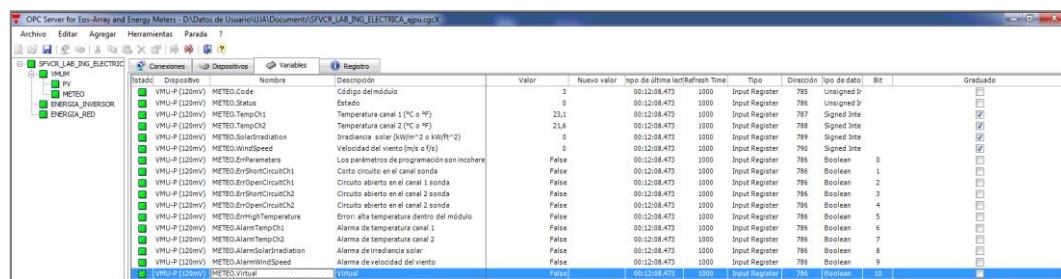


Figura 3.18: Software de Carlo Gavazzi, OPC Server for EOS Array

Estas opciones, en la mayoría de las ocasiones, **no son viables si se desean cumplir los objetivos de la monitorización ya expuestos**, es decir, si se parte de unos requisitos de diseño el sistema debe ser flexible y el diseño de la aplicación también. Es por ello que, para cumplir los objetivos, ofreciendo una solución a medida, no queda otra opción que el desarrollo de aplicaciones software de monitorización a medida.

Para el desarrollo de aplicaciones de monitorización desde cero pueden utilizarse diversos lenguajes de programación orientado a objetos, para poder dar una parte interactiva a dicha monitorización y hacerla visual, por ejemplo, Visual Basic, C++ o MATLAB. También pueden utilizarse

lenguajes gráficos, o también llamado lenguaje G, como es el caso de LabVIEW de National Instruments (**Figura 3.19**).



Figura 3.19: Logo de LabVIEW de National Instruments

Para el desarrollo de la aplicación software se ha utilizado **LabVIEW** [14] [15] por diferentes motivos, algunos de los cuales se enumeran a continuación:

- Sencillez para manejar el protocolo de comunicación software OPC.
- Programación basada para aplicaciones de adquisición de datos.
- Reducción del tiempo de desarrollo de aplicaciones.
- Alto rendimiento.
- Fácil combinación con software y hardware tanto del National Instruments como de fabricantes diferentes.
- Compatible con muchas interfaces de comunicaciones, como OPC (imprescindible para este sistema de monitorización).

3.4.2. Descripción de la aplicación



Figura 3.20: Icono aplicación

La aplicación de monitorización, cuyo nombre es: “**Visualab UJA**” y siendo el logo el mostrado en la **Figura 3.20**, ha sido desarrollada en LabVIEW, es resultado de un VI principal apoyado en distintos subVIs, posteriormente se ha realizado un ejecutable de la aplicación.

La aplicación cuenta con una serie de ventanas accesibles desde una barra de navegación situada en la parte superior izquierda de la interfaz.

La aplicación pretende ser una parte fundamental de todo el sistema fotovoltaico, puesto que además de ser soporte para la monitorización, puede ser usada también para poder conocer la instalación fotovoltaica, acceder a los manuales y a las características más importantes.

En total la aplicación cuenta con 7 ventanas distintas, 6 de ellas accesibles desde la barra de navegación (perteneciente al subsistema de Acceso e información), y otra accesible por medio de botones en las distintas pantallas. Estas ventanas a su vez pueden clasificarse en 4 bloques distintos o los llamados subsistemas (**Figura 3.21**).

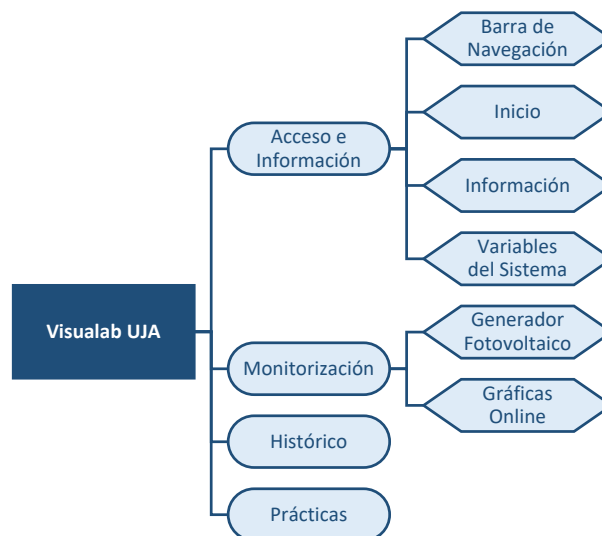


Figura 3.21: Subsistemas de la aplicación software desarrollada

Subsistema 1: Acceso e información. Aglutina 3 de las 7 pantallas. Este subsistema tiene la función de permitir al usuario en todo momento conocer y tener acceso a toda la información disponible acerca de la instalación fotovoltaica, del sistema de monitorización, y de la aplicación.

Subsistema 2: Monitorización. A este subsistema pertenecen 2 de las 7 pantallas, es el encargado de la monitorización propiamente dicha, como objetivo principal muestra los valores actualizados a tiempo real de todas las variables monitorizadas y calculadas.

Subsistema 3: Histórico. Tiene 1 pantalla de 7. La principal funcionalidad de este subsistema es recuperar los datos de fechas concretas de la base de datos, mostrar su evolución gráfica y permitir exportarlos o analizarlos por medio de controles integrados en la propia aplicación.

Subsistema 4: Prácticas. Este subsistema tiene 1 pantalla de 7. Es en encargado de la gestión de las 2 prácticas disponibles en la aplicación. Además de aportar toda la información necesaria para su resolución, también incluye una opción para resolver parte de la práctica 2 automáticamente.

A continuación, se describe la funcionalidad de cada ventana de la aplicación software desarrollada.

3.4.2.1. Pantalla 1: Inicio (Subsistema: Acceso e información)

Las características más importantes de la ventana *Inicio* se recogen en la **Figura 3.22**.

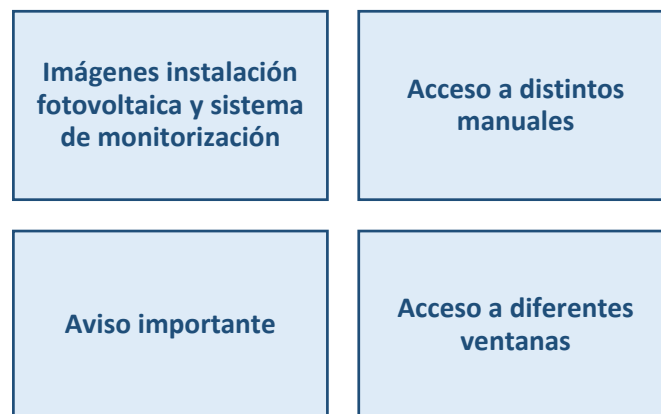


Figura 3.22: Características más importantes de la ventana Inicio

La pantalla de *Inicio* (**Figura 3.23**) es la primera ventana que aparece al iniciar la aplicación. Pretende dar una panorámica de toda la instalación fotovoltaica. Recorre con imágenes el generador fotovoltaico instalado en la azotea del edificio A3 de la Universidad de Jaén, los cajetines que contienen las protecciones en continua y los equipos de monitorización del generador y de los parámetros meteorológicos. La ubicación, el laboratorio, el inversor, los medidores de energía y las protecciones en alterna.

Desde esta ventana se accede a varios de los manuales disponibles: Manual de Usuario, Manual de Instalación y Manual Técnico, a la pantalla *Variables Monitorizadas* y a la ventana *Información*.

Además, se incluye un mensaje de aviso para que se evite parar la aplicación, ya que de lo contrario no se estará monitorizando, no se guardarán los datos y por lo tanto la experiencia y la utilidad no será la adecuada.



Figura 3.23: Pantalla 1(Inicio) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de esta pantalla consultar el apartado 3.1.2 del Anexo I “Manual de Usuario”

3.4.2.2. Pantalla 2: Información (Subsistema: Acceso e información)

En la **Figura 3.24** se recogen las características más destacables de esta pantalla.

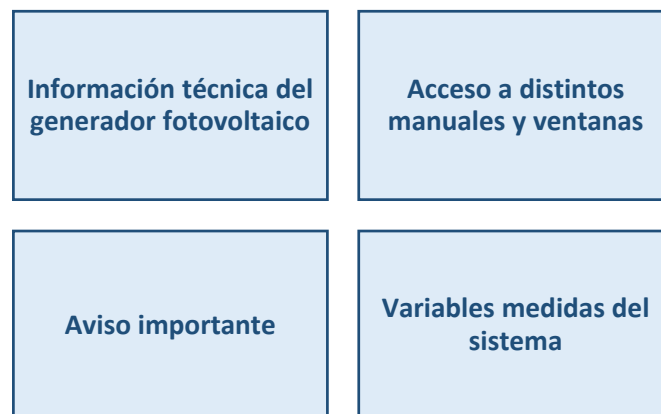


Figura 3.24: Características más importantes de la ventana Información

La segunda pantalla de la aplicación se llama *Información* (**Figura 3.25**), contiene los datos más relevante acerca de la instalación fotovoltaica y de todo el sistema. Incluye los datos técnicos más importantes del generador fotovoltaico junto con una imagen de la topología del mismo. Otra parte de esta ventana se encarga de agrupar todas las variables que son transmitidas por los equipos de monitorización, y que a su vez son almacenadas en la base de datos (25 variables diferentes). Por último, esta ventana pretende reunir todos los manuales que describen el sistema de monitorización y la instalación fotovoltaica, además de unas guías rápidas de temas de interés para el usuario de la aplicación.

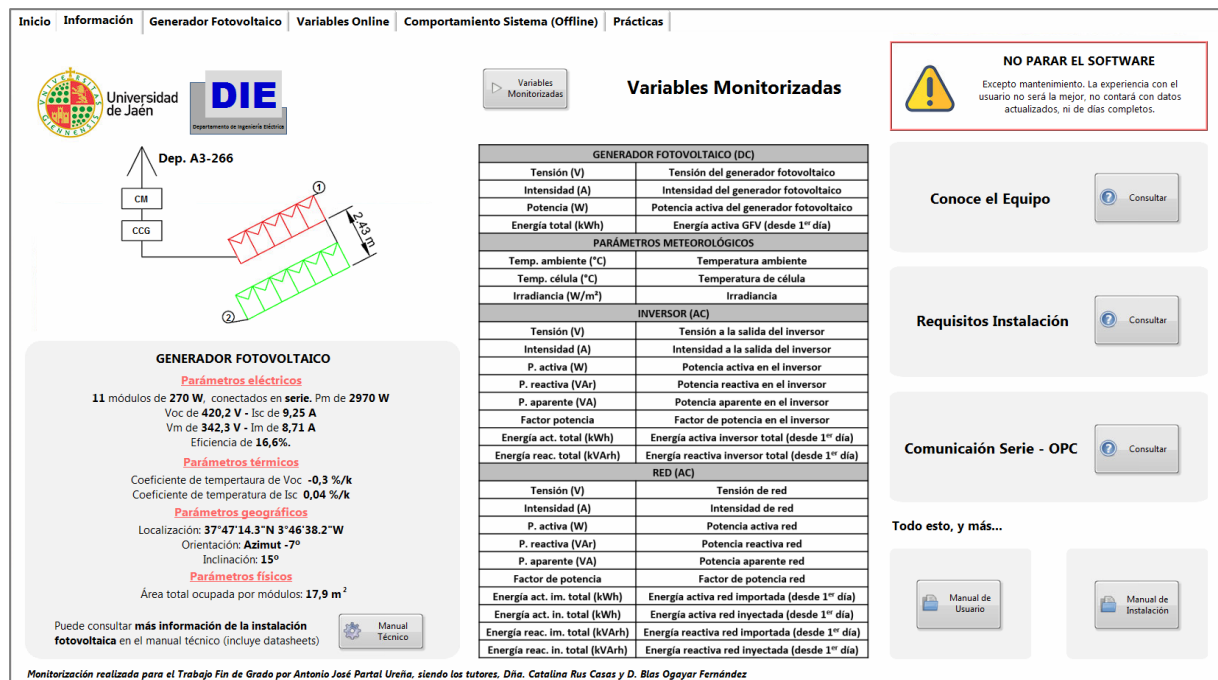


Figura 3.25: Pantalla 2 (Información) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de esta pantalla consultar el apartado 3.1.3 del Anexo I “Manual de Usuario”

3.4.2.3. Pantalla 7: Variables Monitorizadas (Subsistema: Acceso e información)

La Figura 3.26 muestra las características más destacables de la ventana *Variables del Sistema*.

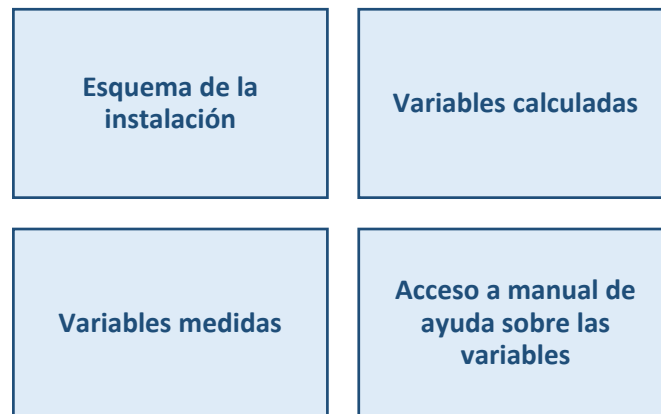


Figura 3.26: Características más importantes de la ventana Variables del Sistema

Esta ventana *Variables del Sistema* (Figura 3.27) es la única ventana no accesible desde la barra de navegación. A esta ventana se accede desde botones situados en el resto de pantallas, y es que esta ventana debe ser un referente a la hora de navegar por la aplicación para conocer que variables se pueden conocer y en qué puntos. En definitiva, ofrece una panorámica de la instalación fotovoltaica y de las variables que se están monitorizando.

Cada variable tiene asignado un índice distinto, el cual tiene una gran utilidad a la hora de buscar la variable que se desea analizar o exportar, en los menús desplegados de las ventanas que contienen visualizadores gráficos. Estas variables son las que se almacenan en la base de datos, las calculadas no se almacenan ya que se obtienen fácilmente de las anteriores.

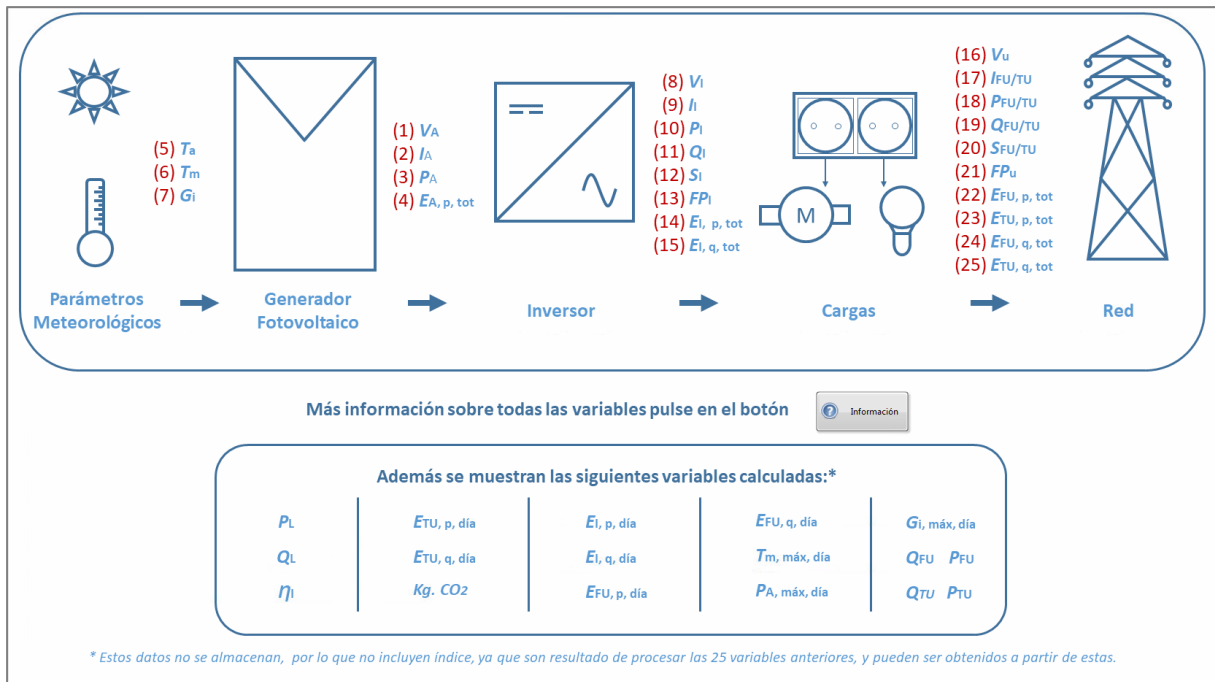


Figura 3.27: Pantalla 7 (Variables Monitorizadas) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de esta pantalla consultar el apartado 3.1.4 del Anexo I “Manual de Usuario”

3.4.2.4. Pantalla 3: Generador Fotovoltaico (Subsistema: Monitorización)

Las características más relevantes de esta ventana se recogen en la **Figura 3.28**.

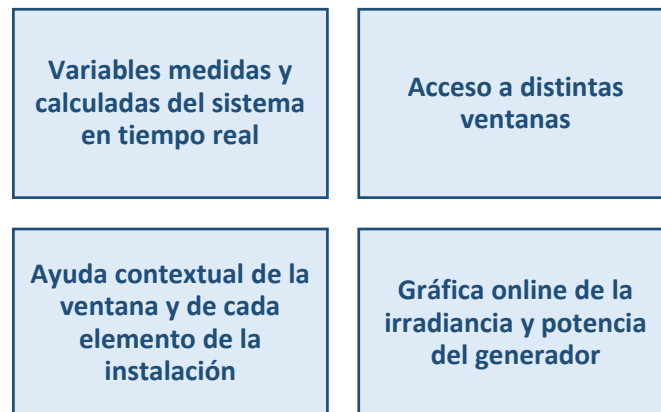


Figura 3.28: Características más importantes de la ventana Generador Fotovoltaico

La pantalla 3 *Generador Fotovoltaico* (**Figura 3.29**) es la ventana principal, pues es la monitorización propiamente dicha. Muestra el valor en tiempo real (actualizado cada segundo) de todas las magnitudes que se miden del sistema, además de otras tantas que son procesadas o calculadas y ayudan a tener bajo control la instalación.

La ventana incluye un esquema simple de la instalación fotovoltaica en formato *Material Design*, que sirve para poder situar exactamente los distintos puntos de la instalación donde se están realizando las medidas.

Además, se incluye un gráfico que muestra la potencia e irradiancia, el cual sirve para dar una idea del comportamiento durante el día, sin necesidad de tener que cambiar de ventana. Existen en esta pantalla un total de 36 datos diferentes, entre los datos que se obtienen de los equipos de monitorización y los procesados por la aplicación.

Por último, indicar que la ventana ofrece ayudas contextuales para que el usuario sepa en cada momento, cómo manejarse en esta ventana, además de saber que es cada elemento de la instalación. Pulsando sobre cada elemento del esquema se accede a información técnica, características eléctricas, modelos, etc.

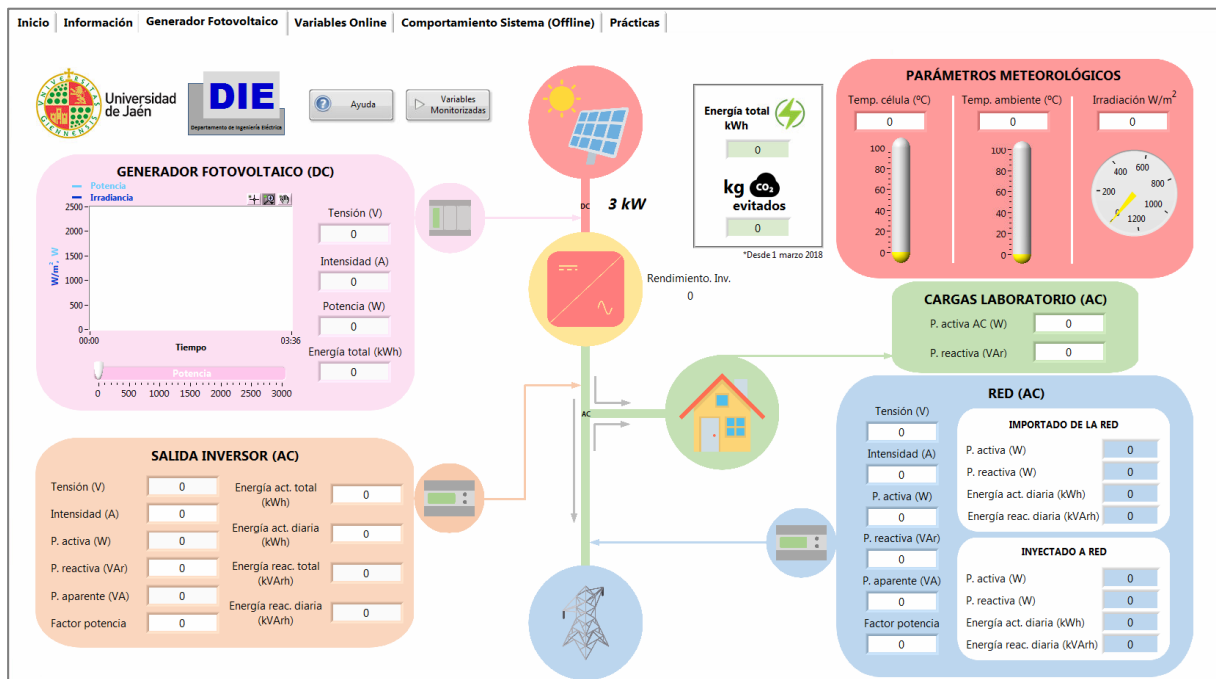


Figura 3.29: Pantalla 3 (Generador Fotovoltaico) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de esta pantalla consultar el apartado 3.2.1 del Anexo I “Manual de Usuario”

3.4.2.5. Pantalla 4: Variables Online (Subsistema: Monitorización)

En la **Figura 3.30** se recogen las características más destacables de la ventana *Variables Online*.

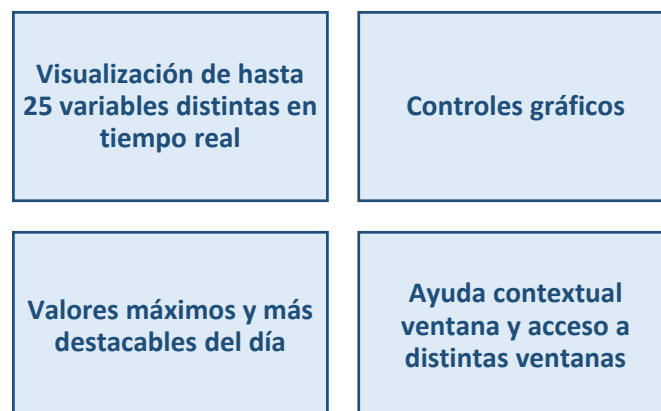


Figura 3.30: Características más importantes de la ventana Variables Online

La ventana *Variables Online* (**Figura 3.31**) permite ver la evolución temporal de las variables monitorizadas de la pantalla anterior de forma gráfica. El usuario puede elegir hasta cuatro variables distintas a la vez para ver su evolución durante el día. Las gráficas tienen diferentes controles para poder analizar de forma rápida la evolución de la variable.

En la parte superior se tiene acceso a la ventana *Variables Monitorizadas* y a la ayuda contextual de esta ventana. Además, se incluyen 5 datos diarios representativos: potencia máxima, irradiancia máxima, temperatura de célula máxima, energía producida y energía importada de la red.

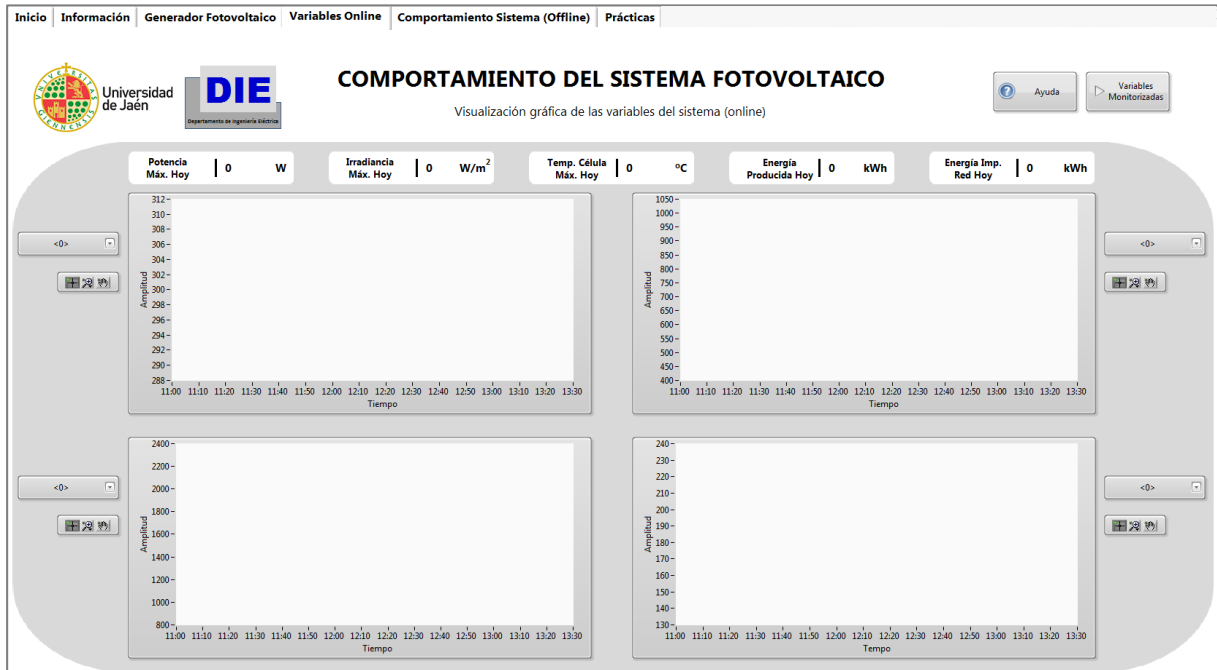


Figura 3.31: Pantalla 4 (Variables Online) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de esta pantalla consultar el apartado 3.2.2 del Anexo I “Manual de Usuario”

3.4.2.6. Pantalla 5: Comportamiento Sistema (Offline) (Subsistema: Histórico)

En la **Figura 3.32** se exponen las características más importantes con las que cuenta esta ventana.

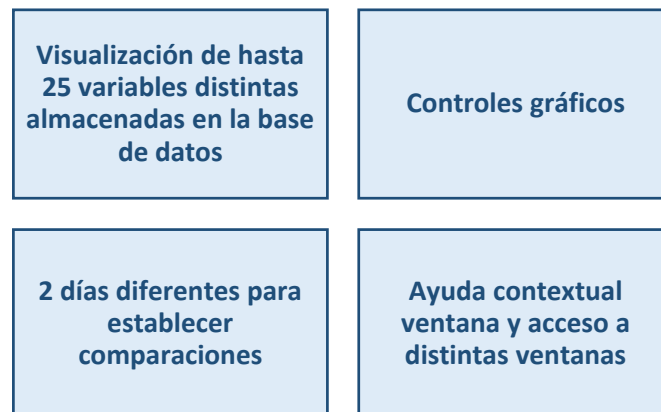


Figura 3.32: Características más importantes de la ventana Comportamiento Sistema (Offline)

La ventana *Comportamiento Sistema (Offline)* (**Figura 3.33**) incluye 4 visualizadores gráficos para poder estudiar el comportamiento de las variables deseadas durante la duración de un día, se pueden observar 2 días distintos a la vez, de esta manera se pueden establecer comparaciones.

Cuenta con controles para poder analizar las gráficas desde la misma aplicación, pero también permite exportar una variable de un día concreto a una aplicación de procesamiento de datos.

En la parte superior se tiene acceso igualmente, a la pantalla *Variables Monitorizadas* y a la ayuda contextual de esta ventana.

Como se observa, las gráficas tienen distintos colores para que sea más sencillo diferenciarlas, las variables se escogen desde el menú desplegable al lado de cada gráfica.

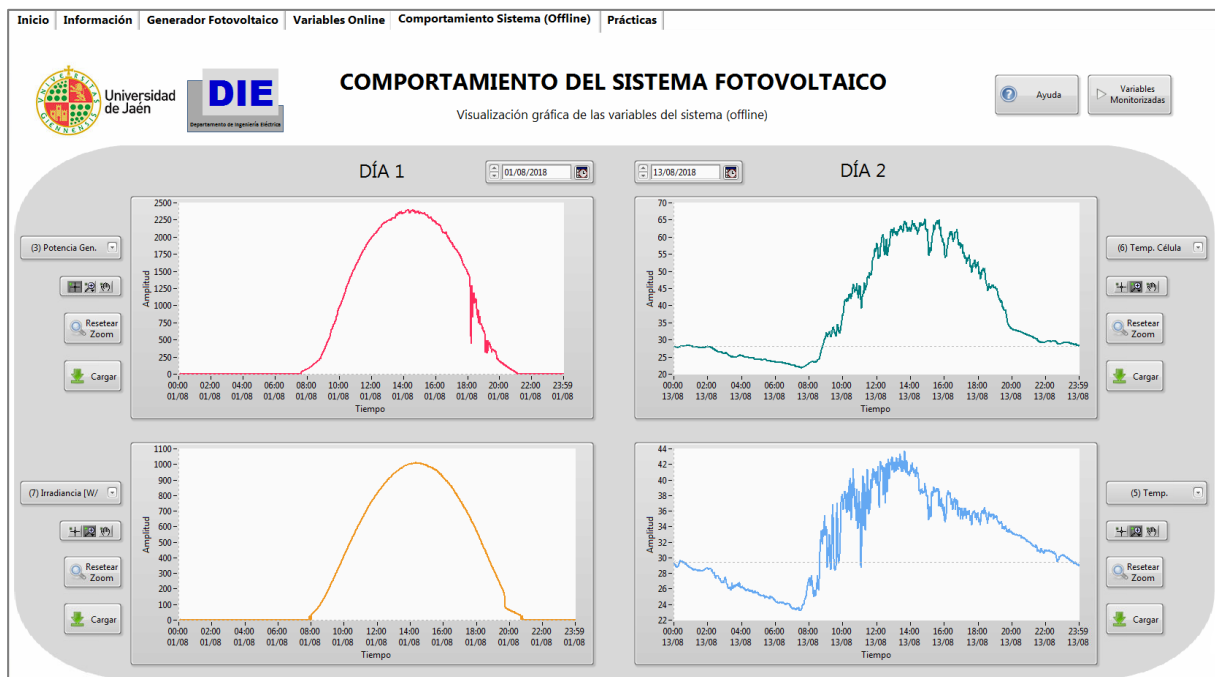


Figura 3.33: Pantalla 5 (Comportamiento Sistema (Offline)) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de esta pantalla consultar el apartado 3.3.1. del Anexo I "Manual de Usuario"

3.4.2.7. Pantalla 6: Prácticas (Subsistema: Prácticas)

En la **Figura 3.34** se recogen las características más destacable de esta ventana.

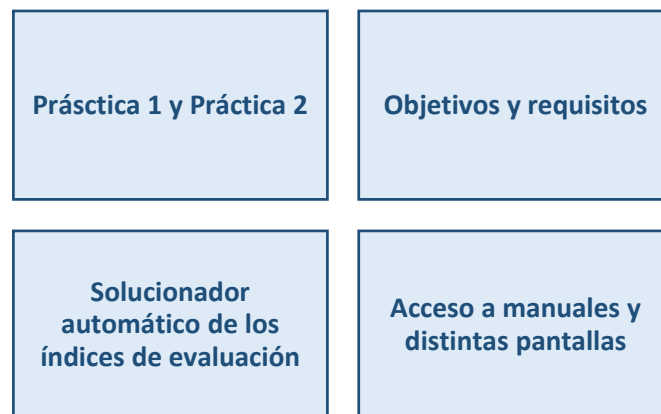


Figura 3.34: Características más importantes de la ventana Prácticas

La ventana *Prácticas* da acceso a 2 prácticas realizadas para fortalecer el manejo de la aplicación y el conocimiento acerca de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Dentro de esta ventana se pueden seleccionar 2 sub-ventanas, la primera que corresponde con la práctica 1 (**Figura 3.35**) y la segunda sub-ventana asociada a la práctica 2 (**Figura 3.36**).

Cada sub-ventana está estructurada en varias partes. En una primera parte se recogen los objetivos de la práctica y las recomendaciones previas para su realización. Otro bloque es el de la documentación necesaria para la resolución de la práctica correspondiente, así como, el guion en formato digital. El tercer y último bloque incluye la ayuda contextual de la ventana e información/ayuda adicional para la resolución.

La práctica 1 se estructura en tres partes, la primera de ella es analizar una hoja de datos del fabricante del módulo y obtener todos los valores que serán necesarios para el resto de actividades de las prácticas. En la siguiente parte se analiza y cuantifica cómo afectan los parámetros meteorológicos (irradiancia y temperatura) a un generador fotovoltaico. Y la última parte está destinada a evaluar el comportamiento energético de la instalación, comparando los valores de producción: real, estimado con PVGIS y teórico.

Figura 3.35: Pantalla 6.1 (Prácticas) de la aplicación de monitorización

La práctica 2 se centra en evaluar el comportamiento de la instalación fotovoltaica en conjunto, y de sus partes, por medio de los índices de evaluación recogidos en la normativa **UNE-EN 61724-1:2017**. Además, se incluyen actividades relativas a la aplicación de las pérdidas en la energía teórica para obtener valores muy aproximados a los reales. Finalmente se propone una actividad adicional que consiste en analizar los perfiles de producción y consumo al conectar una carga al sistema durante un tiempo determinado (un día, por ejemplo).

Esta ventana incluye un comprobador de los resultados de los índices de evaluación calculados, indica si la solución es correcta o no, si es incorrecta indica el valor del índice correcto.

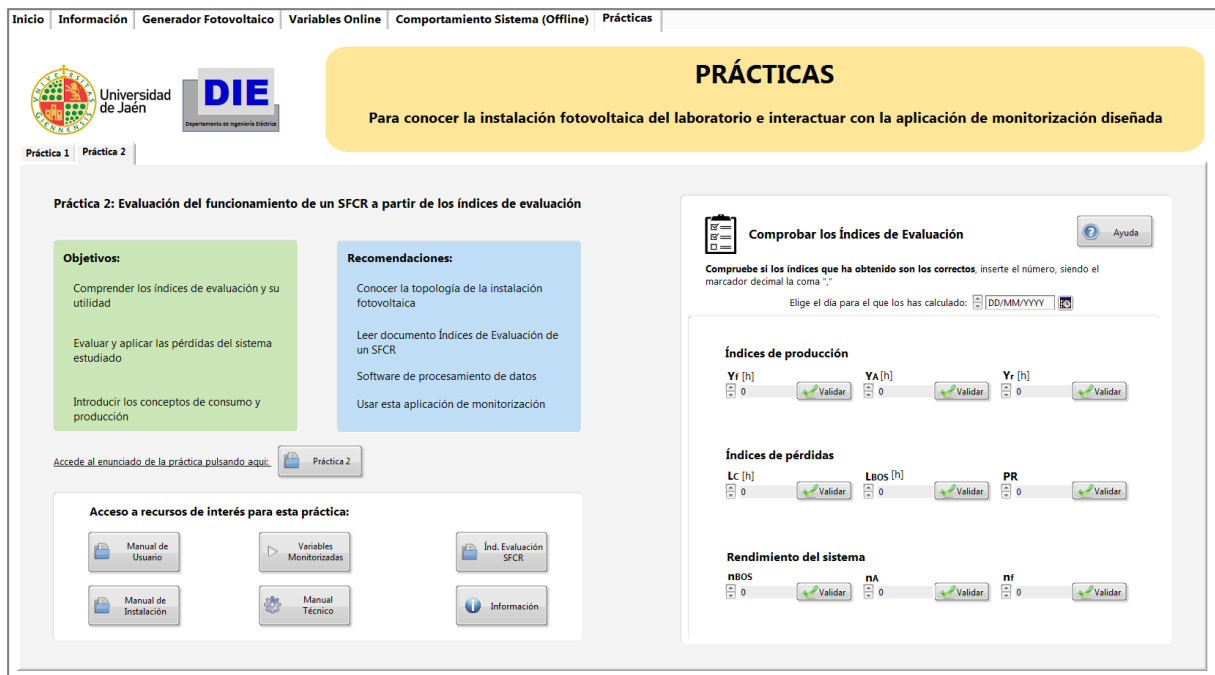


Figura 3.36: Pantalla 6.2 (Prácticas) de la aplicación de monitorización

Para más información acerca de las prácticas docentes elaboradas consultar el Anexo V “Prácticas”
 Para más información acerca de estas pantallas consultar el apartado 3.4 del Anexo I “Manual de Usuario”

3.4.2.8. Comunicación remota

Dentro de los requisitos de diseño de la aplicación se encontraba poder remotamente seguir la monitorización del sistema, en este caso a través de la posibilidad que ofrece LabVIEW de telemonitorización a través de la red local (Figura 3.37).



Figura 3.37: Telemonitorización con Visualab UJA

Se permite observar lo que pase en la pantalla de la aplicación del PC central, con actualizaciones de la pantalla cada segundo. No se permite el control a distancia a través de este modo porque iría en detrimento de la seguridad, fiabilidad y rendimiento del propio PC y de la aplicación.

4. Resultados de la monitorización

4.1. Introducción

Tras explicar cómo es el sistema de monitorización instalado, se analizan los resultados obtenidos, ya que estos se almacenan en una base de datos y pueden recuperarse en cualquier momento.

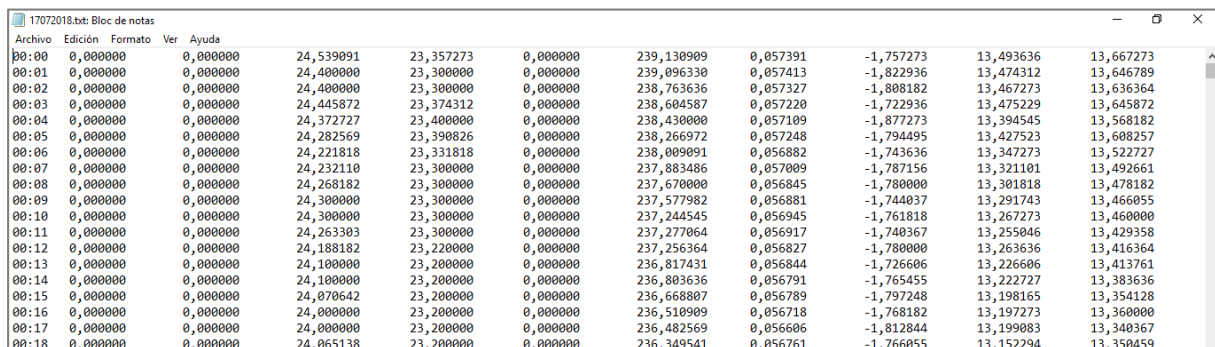
Este capítulo se centra en 2 partes, en la base de datos implementada a partir de la aplicación desarrollada para almacenar de forma ordenada los datos y, en segundo lugar, conocer cómo se comporta la instalación fotovoltaica. Se evaluarán distintos parámetros que ayudan a cuantificar el rendimiento, las pérdidas o la eficiencia de la instalación fotovoltaica. Como una prueba más, se compara el comportamiento del sistema fotovoltaico para un día en el que el generador ha sido limpiado convenientemente, y otro día anterior con suciedad en los módulos, de esta forma podrá evaluarse el efecto de la suciedad en el generador.

4.2. Base de datos del sistema de monitorización

Para poder contextualizar mejor los resultados que más adelante se analizarán, se explica cómo se genera la base de datos de la aplicación software creada.

Los datos son almacenados de forma ordenada en archivos con formato *.txt*, por lo que pueden ser leídos por cualquier programa como, por ejemplo, EXCEL. Desde la propia aplicación pueden recuperarse los datos para ver el comportamiento, ayudándose de cursores y de opciones típicas de control de gráfica.

Los datos se guardan cada minuto (las magnitudes se monitorizan cada segundo, el dato que se almacena es la media aritmética de los datos de un minuto) en un archivo, el cual tiene por nombre DDMMAAAA.txt, a su vez estos archivos se encuentran organizados en carpetas, por meses y por años. Los archivos contienen un total de 25 variables distintas (25 columnas tabuladas), cuyo valor es actualizado cada minuto, más concretamente a los 00 segundos de cada minuto. Cada fila comienza con la hora a la que se guarda el dato. Un ejemplo de archivo de la base de datos es el que se muestra en la **Figura 4.1**.



Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda								
00:00	0,000000	0,000000			24,539091	23,357273	0,000000	239,130909	0,057391	-1,757273	13,493636	13,667273
00:01	0,000000	0,000000			24,400000	23,300000	0,000000	239,096330	0,057413	-1,822936	13,474312	13,646789
00:02	0,000000	0,000000			24,400000	23,300000	0,000000	238,763636	0,057327	-1,808182	13,467273	13,636364
00:03	0,000000	0,000000			24,445872	23,374312	0,000000	238,604587	0,057220	-1,722936	13,475229	13,645872
00:04	0,000000	0,000000			24,372727	23,400000	0,000000	238,430000	0,057109	-1,877273	13,394545	13,568182
00:05	0,000000	0,000000			24,282569	23,390826	0,000000	238,266972	0,057248	-1,794495	13,427523	13,608257
00:06	0,000000	0,000000			24,232110	23,331818	0,000000	238,083486	0,056882	-1,743636	13,347273	13,522727
00:07	0,000000	0,000000			24,232110	23,300000	0,000000	237,883486	0,057009	-1,787156	13,321101	13,492661
00:08	0,000000	0,000000			24,268182	23,300000	0,000000	237,670000	0,056845	-1,780000	13,301818	13,478182
00:09	0,000000	0,000000			24,300000	23,300000	0,000000	237,577982	0,056881	-1,744037	13,291743	13,466055
00:10	0,000000	0,000000			24,300000	23,300000	0,000000	237,244545	0,056945	-1,761818	13,267273	13,460000
00:11	0,000000	0,000000			24,263303	23,300000	0,000000	237,277064	0,056917	-1,740367	13,255046	13,429358
00:12	0,000000	0,000000			24,188182	23,220000	0,000000	237,256364	0,056827	-1,780000	13,263636	13,416364
00:13	0,000000	0,000000			24,100000	23,200000	0,000000	236,817431	0,056844	-1,726066	13,226606	13,413761
00:14	0,000000	0,000000			24,100000	23,200000	0,000000	236,803636	0,056791	-1,765455	13,222727	13,383636
00:15	0,000000	0,000000			24,070642	23,200000	0,000000	236,688007	0,056789	-1,797248	13,198165	13,354128
00:16	0,000000	0,000000			24,000000	23,200000	0,000000	236,510909	0,056718	-1,768182	13,197273	13,360000
00:17	0,000000	0,000000			24,000000	23,200000	0,000000	236,482569	0,056606	-1,812844	13,199083	13,340367
00:18	0,000000	0,000000			24,065138	23,200000	0,000000	236,349541	0,056761	-1,766055	13,152294	13,350459

Figura 4.1: Extracto de un archivo de la base de datos

Como se ve, la fila comienza con la hora, el nombre del archivo es: *17072018.txt*, por lo que se almacena en la carpeta 07 (mes de julio) y en la carpeta 2018, ya que es el mes de julio del año 2018. Cada columna corresponde con una variable que está establecida por la aplicación desarrollada

Visualab UJA, desde la cual se recuperarán los datos puesto que, no se recomienda desde la propia base de datos porque podría causar daños en el sistema. En la **Figura 4.1**, se observa una captura con algunas columnas, pero no todas, en total son 25 columnas de variables y 1 columna de tiempo.

A continuación, se hace uso de los datos almacenados para analizar el comportamiento de la instalación fotovoltaica.

4.3. Algunos ejemplos de la base de datos

Tras conocer cómo funciona el proceso de almacenamiento de datos, se pasa a analizar los datos de días concretos, lo cual nos dará una idea de la instalación fotovoltaica, y así se comprueba si la monitorización es correcta.

Se procede a observar el comportamiento desde el punto de vista de la potencia y la irradiancia, la temperatura ambiente y la de célula, y por último dos de las magnitudes fundamentales tanto en continua como de alterna, así como, la energía producida por el generador y después del inversor para evaluar las pérdidas.

4.3.1. Día típico

El día escogido para ver el comportamiento del sistema fotovoltaico y de los equipos de monitorización es un día soleado del mes de julio, concretamente el 17 de Julio del año 2018.

En la **Figura 4.2** se refleja la evolución de dos valores: la potencia y la irradiancia, ambos valores deben coincidir relativamente, pero no en valor absoluto.

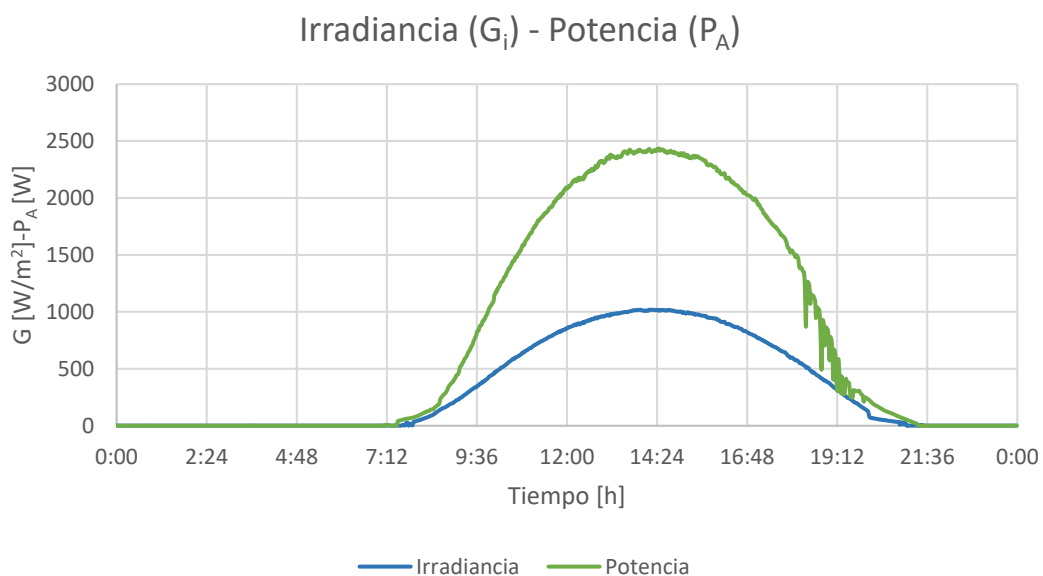


Figura 4.2: Irradiancia y potencia del GFV el 17 de julio de 2018

La irradiancia máxima para este día se encuentra en 1018,6 W a las 14:12, y una potencia de 2429,1 W. Como puede observarse bien, ambas curvas son limpias en su forma puesto que se trata de un día totalmente soleado. La curva de la potencia tiene una leve alteración a partir de las 18:25 hasta prácticamente el final, hecho que no debería ocurrir puesto que la irradiancia no tiene ese defecto. Esto ocurre porque parte de módulos comienzan a sombreadarse al finalizar el día, debido a que existe un habitáculo cercano que durante unos meses provoca sombras en el generador. En cambio, el sensor

de irradiancia está situado en un lugar donde la sombra no le afecta hasta casi el final. Este ejemplo muestra que la monitorización ayuda de una forma clara a detectar problemas rápidamente.

En la **Figura 4.3** quedan representadas las temperaturas de célula y de ambiente de este mismo día, que se midieron por medio del equipo de monitorización encargado de los parámetros meteorológicos.

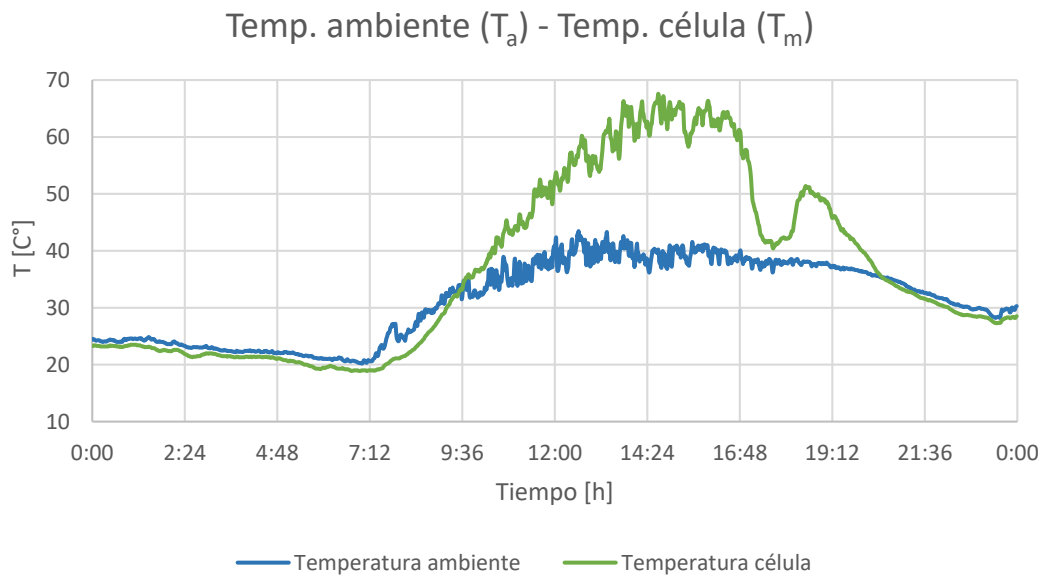


Figura 4.3: Temperatura ambiente y temperatura de célula GFV el 17 de julio de 2018

De 17:00 a 18:30 se produce un enfriamiento del módulo, pero no sucede lo mismo en la temperatura ambiente. Este suceso tiene explicación porque el sensor de temperatura de célula está ubicado en un módulo, que durante ese intervalo se sombrea. Una vez más la monitorización permite conocer cualquier situación atípica en el sistema, pudiéndose ofrecer una solución casi inmediata.

En la **Figura 4.4** se representa dos magnitudes más del GFV, la tensión y la intensidad.

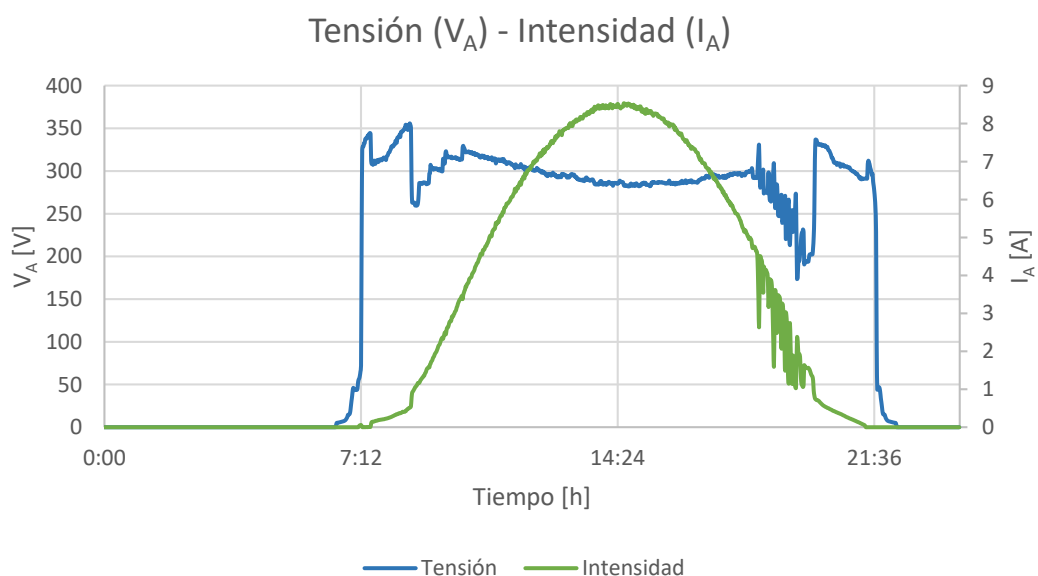


Figura 4.4: Tensión GFV e intensidad GFV el 17 de julio de 2018

Como bien se observa, la corriente tiene el mismo comportamiento que la potencia y la irradiancia, además ofrece la misma alteración explicada para la **Figura 4.2**. Con respecto a la curva de tensión, esta tiene los valores máximos al amanecer y al atardecer, cuando la temperatura del módulo es más baja.

Ahora, se hace igual para estas magnitudes (tensión e intensidad), pero en alterna, a la salida del inversor (**Figura 4.5**).

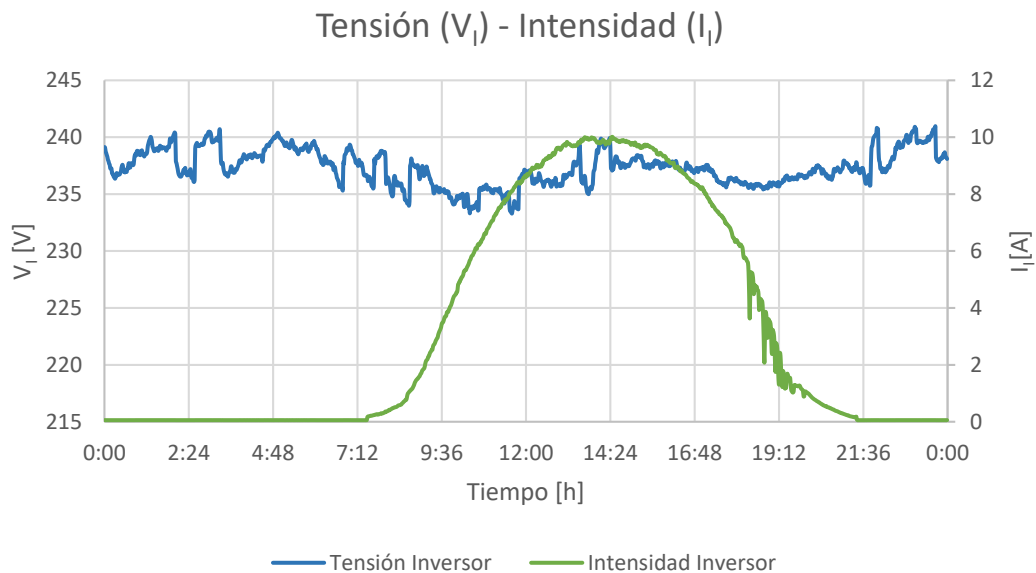


Figura 4.5: Tensión e intensidad a la salida del inversor el 17 de julio de 2018

En la siguiente gráfica (**Figura 4.6**) se observa la energía producida por el generador fotovoltaico comparada con la energía a la salida del inversor, de esta forma podrá conocerse el valor de energía en el generador y en el inversor para este día. Un primer paso para seguir con el cálculo de los índices de evaluación.

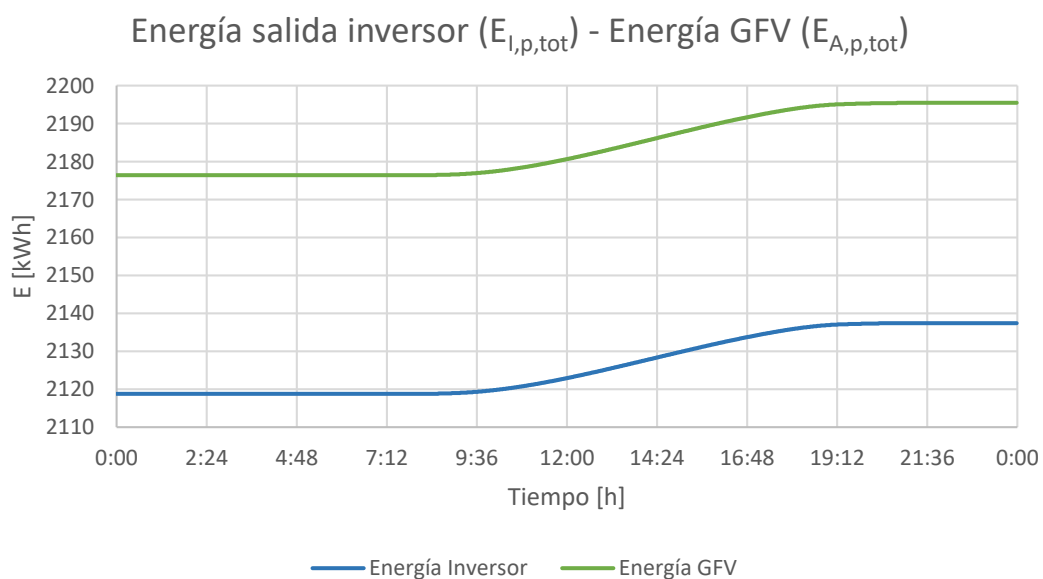


Figura 4.6: Energía a la salida del inversor y generada por el GFV el 17 de julio de 2018

Como se ve en la gráfica (**Figura 4.6**), la energía acumulada del inversor está por debajo de la generada por el generador fotovoltaico, un hecho que es evidente, ya que se suman las pérdidas por cableado y por la eficiencia del inversor.

La energía en la base de datos se almacena como el valor acumulado desde el día 1 de marzo del año 2018, momento en el que se pusieron a funcionar los equipos de monitorización. Para obtener el valor diario sólo es necesario obtener la diferencia entre el valor de la energía a las 23:59 del día (último dato almacenado) y el valor de la energía a las 00:00 de ese día (primer dato almacenado), este procedimiento queda explicado en el **apartado 4.6 del Anexo I “Manual de usuario”**.

De aquí se obtienen los valores diarios de energía del generador y a la salida del inversor, que servirán para calcular los índices de evaluación de la instalación fotovoltaica.

$$E_{A,p,día}(t) = E_{A,p,tot}(23:59) - E_{A,p,tot}(00:00) = 2195,5 \text{ kWh} - 2176,4 \text{ kWh} = 19,1 \text{ kWh}$$

$$E_{I,p,día}(t) = E_{I,p,tot}(23:59) - E_{I,p,tot}(00:00) = 2137,4 \text{ kWh} - 2118,8 \text{ kWh} = 18,6 \text{ kWh}$$

Para el cálculo de alguno de los índices es necesario conocer el valor de la irradiación, que matemáticamente es la integral de la curva de la irradiancia o el área de su interior. Al tener valores discretos, se obtendrá como la sumatoria de todos los valores por el intervalo temporal entre datos, es decir 1 minuto.

$$H = \left(\sum_{i=1}^{i=1140} G_i \right) \cdot 1 \text{ min} \cdot \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} = 8016,9 \text{ Wh/m}^2 \text{ día} = 8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$$

Por último y para conocer mejor el comportamiento de la instalación fotovoltaica se van a calcular los índices de evaluación que se exponen en la normativa **UNE-EN 61724-1:2017**. El cálculo de estos índices y su significado se explican en el **Anexo IV “Parámetros de evaluación de un sistema fotovoltaico conectado a red”**.

En la **Tabla 4.1** se recogen los resultados de los índices calculados, posteriormente se comenta lo que se observa a partir de los valores obtenidos.

Índice	Valor
Índices de producción	
Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A	6,43 h/día
Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f	6,26 h/día
Índice de producción de referencia. Y_r	8,02 h/día
Índices de pérdidas	
Índice de pérdidas de captura del generador. L_c	1,59 h/día
Índice de pérdidas del resto del sistema. L_{BOS}	0,17 h/día

Relación de comportamiento. PR	0,78
Índices de eficiencia	
Eficiencia del generador. η_A	13,3 %
Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}	97,4 %
Eficiencia Total del Sistema. η_f	13 %

Tabla 4.1: Valores de los índices de evaluación del SFCR (17/07/2018)

La productividad del GFV tiene un valor de 6,43 h/día, esto significa que el generador debe estar durante ese tiempo trabajando a su potencia nominal para producir lo mismo que se midió durante todo el día. Si ahora se observa el índice de referencia, cuyo valor es 8,02 h/día se desprende una diferencia de 1,59 h/día con el del generador, el cual es el valor del índice de pérdidas del generador. Con respecto al resto de la instalación que no es generador (inversor, cableado....) la pérdidas son de 0,17 h/día.

Las pérdidas del generador son debido al exceso de temperatura de célula, y en este caso, en mayor medida, tal como se ha podido corroborar en las gráficas anteriores, a sombras.

Un dato muy interesante y que servirá a la hora de calcular la energía que producirá un sistema, es el PR, cuyo valor es 0,78. Un valor dentro del margen de los SFCR que se establece en 0,7-0,85 .

La eficiencia del total del sistema es del 13%, ligeramente inferior al rendimiento según el fabricante de los módulos. Con respecto a la eficiencia del resto del sistema, es del 97,4 %, un valor correcto ya que el fabricante del inversor asegura un rendimiento del 97,7 %, pero la eficiencia BOS incluye también la de todo el cableado que llega desde el generador.

4.3.2. Efecto de la suciedad en la instalación



Figura 4.7: GFV con suciedad (arriba) y GFV limpio (abajo)

En este apartado va analizarse el comportamiento de la instalación fotovoltaica ante la suciedad en los módulos que forman el generador fotovoltaico (**Figura 4.7**).

Para ello se escoge un día para su limpieza (11 de julio de 2018) y se comparan los días anterior y posterior, es decir, compararemos los resultados del día 10 de julio de 2018 y los resultados del día 12 de julio de ese mismo año. De la misma forma que antes, estos datos se almacenan en la base de datos de la aplicación desarrollada.

Para ver de forma rápida como fue el comportamiento en estos dos días se verá la irradiancia y la potencia del generador para ambos. Posteriormente se obtendrán los valores de la energía diaria y de la irradiación. De esta forma se podrán calcular los índices de evaluación, y así, evaluar cuál es el efecto de la suciedad en los módulos.

En la **Figura 4.8** puede verse la irradiancia y la potencia para el día 10 de julio del 2018, cuando el generador aún no había sido limpiado.

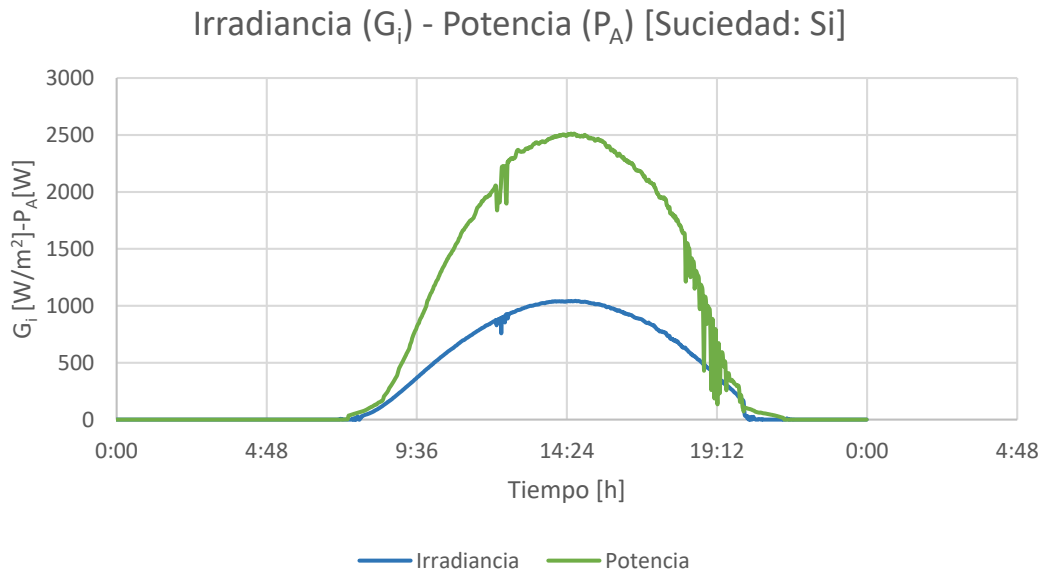


Figura 4.8: Irradiancia y potencia del GFV el 10 de julio de 2018

El día es prácticamente soleado durante todo el día, vuelve a observarse la alteración que se comentó en el apartado anterior.

En la **Figura 4.9** puede verse la irradiancia y la potencia para el día 12 de julio del 2018, cuando el generador había sido limpiado.

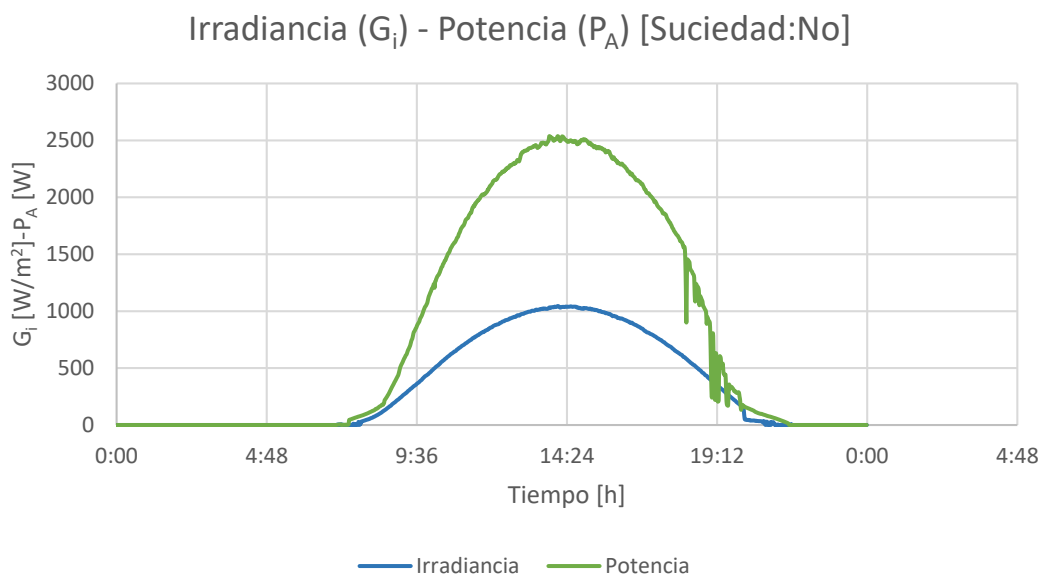


Figura 4.9: Irradiancia y potencia del GFV el 12 de julio de 2018

A simple vista el comportamiento para ambos días es muy similar, para conocer y cuantificar las pérdidas del generador fotovoltaico para este día, se calcularán todos los índices de evolución descritos en la normativa y recogidos en el **Anexo VI "Parámetros de evaluación de un sistema fotovoltaico conectado a red"**, seguidamente se analizarán los resultados.

Para poder calcular los índices es necesario conocer los valores diarios de la energía del GFV, de la energía del inversor y de la radiación para ambos días. Los valores se recogen en la **Tabla 4.2**.

Magnitud	Día 10 julio 2018	Día 12 julio 2018
Irradiación (H)	8,33 kWh/m ² día	8,24 kWh/m ² día
Energía diaria GFV ($E_{A,p,día}$)	19,6 kWh/día	19,8 kWh/día
Energía activa diaria Inversor ($E_{I,p,día}$)	19,2 kWh/día	19,3 kWh/día

Tabla 4.2: Valores diarios de irradiación y energía para el 10 y 12 julio 2018

Una vez se tienen los valores necesarios se calculan los índices. En la **Tabla 4.3** se recogen los resultados para ambos días.

Índice	Valor	
	10/07/2018	12/07/2018
Índices de producción		
Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A	6,60 h/día	6,67 h/día
Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f	6,46 h/día	6,50 h/día
Índice de producción de referencia. Y_r	8,33 h/día	8,24 h/día
Índices de pérdidas	10/07/2018	12/07/2018
Índice de pérdidas de captura del generador. L_c	1,73 h/día	1,57 h/día
Índice de pérdidas del resto del sistema. L_{BOS}	0,14 h/día	0,17 h/día
Relación de comportamiento. PR	0,78	0,79
Índices de eficiencia	10/07/2018	12/07/2018
Eficiencia del generador. η_A	13,1 %	13,4 %
Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}	0,98 %	0,97%
Eficiencia Total del Sistema. η_f	12,9 %	13,1 %

Tabla 4.3: Valores de los índices de evaluación del SFCR (10-12/07/2018)

Para conocer cómo cambia el comportamiento del generador de un día a otro es necesario fijarse en los índices relativos al generador, es decir, Y_A , L_c y η_A .

Como se puede observar, los tres índices mencionados dan para el día que el generador está limpio, una mejor respuesta del generador, más eficiencia y menos pérdidas de lo que al generador se refiere. A nivel global también mejora el rendimiento de toda la instalación, lo cual se demuestra en una mayor eficiencia de todo el sistema y un PR mayor.

Para comprender el efecto que llega a causar la suciedad, puede decirse que para este día si el generador trabajase a su máxima potencia, tendría que hacerlo durante 9 minutos y 36 segundos más para producir lo mismo que el día que estaban limpios. En términos porcentuales la limpieza en los módulos supone según estos resultados un **9,2 % menos de pérdidas**.

. Aunque el estudio no es totalmente concluyente debido a que en el exterior es complicado controlar ciertas magnitudes que también afecta, es evidente que la suciedad provoca pérdidas para

toda la instalación, lo que significa menor producción de energía solar fotovoltaica y desaprovechamiento de parte de la potencia de generador instalada.

5. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

5.1. Introducción

Tras conocer que es la monitorización fotovoltaica y realizar un estudio sobre los aspectos más importantes que intervienen en ella, haber expuesto un caso real, y haber observado los resultados de la monitorización, en este último capítulo se finaliza la memoria del Trabajo Final de Grado. Se explicarán cuáles son las conclusiones finales obtenidas de la realización de este proyecto completo, y se expondrán unas líneas de actuación futuras, con el deseo de seguir ampliando el potencial del sistema de monitorización, objeto del proyecto.

5.2. Conclusiones

El Trabajo Final de Grado ha constado de dos partes como ya se expresó en el apartado 1.4, una teórica y otra práctica, además se establecieron una serie de objetivos al comienzo de este trabajo. Es por ello que en primer lugar se evaluarán las conclusiones obtenidas de los objetivos iniciales.

Al inicio, se estudiaron los distintos objetivos de la monitorización, los cuales se establecieron en 3 principalmente: evaluación del comportamiento energético, información sobre el estado de la instalación y detección de fallos de la instalación. Acto seguido, se estudiaron distintas clasificaciones de los sistemas de monitorización en función de los objetivos, de la potencia del generador, de la topología de la instalación, etc.

De esta primera parte se han obtenidos las ventajas de la monitorización: fiabilidad, control seguridad y mayor rendimiento, entre otras. También se destacó su versatilidad en el diseño, ya que puede realizarse totalmente a medida, es por ello que se enumeraron distintos requisitos de diseño.

Del estudio de los sensores y la normativa, se ha conocido como dependiendo del uso que se le dé al sistema de monitorización y de los diferentes requisitos de diseño, se necesitarán sensores de tecnología diferentes, tiempos de respuestas, resolución y equipos distintos. Esto dependerá de los requisitos iniciales de un cliente, del coste, de la tecnología y de la normativa.

Tras esta fase inicial, la tarea se centró en instalar los equipos de monitorización elegidos, y configurarlos para poderlos usar en el resto del proyecto. Se hicieron las pruebas pertinentes de funcionamiento del sistema de monitorización y de la instalación fotovoltaica.

Tras una primera toma de contacto y las comprobaciones, se comenzó con el desarrollo de la aplicación de monitorización, con las siguientes tareas, entre otras:

- Crear una base de datos monitorizados, y gestionarlos.
- Conexión remota a la aplicación desde cualquier PC de la red local, pudiéndose ver cómo evolucionan las variables sin necesidad de estar físicamente en el laboratorio.
- Mostrar las magnitudes medidas y procesadas a tiempo real, así como, recuperar los datos de una fecha concreta, que elija el usuario.
- Gestionar prácticas para alumnos, incluido la resolución automática de una actividad.
- Centralizar toda la información y documentación acerca de, la instalación fotovoltaica, el sistema de monitorización, y la aplicación.

Una vez desarrollada la aplicación de monitorización, se redactaron los documentos necesarios para dejar totalmente documentada la instalación desde todos los puntos de vista: la instalación y

configuración de los equipos, el manejo del programa donde se explica de forma pormenorizada cada indicador, cada valor, los posibles errores, los procedimientos más comunes, etc. Y el manual técnico para conocer los detalles de la instalación fotovoltaica.

El cumplimiento de todos los objetivos de este proyecto ha conseguido, entre otras cosas, avanzar en el conocimiento de los sistemas de monitorización a los cuales puede atribuírseles cualidades como:

Al ser equipos individuales se ha demostrado la gran versatilidad de un sistema de monitorización, pueden ser muy flexibles, adaptándose a las necesidades del cliente. La monitorización ha demostrado tener un potencial inmenso a la hora de detectar fallos de la instalación fotovoltaica.

Como se vio en el apartado 2.4, sin la monitorización la instalación fotovoltaica llega a disminuir más de un 10% su producción, y además, los costes son mayores. Desde aquí se llega a la conclusión de que, aunque un sistema de monitorización supone una inversión inicial, esta queda amortizada en cuanto comienzan a reducirse costes y a aumentar la producción. Un tiempo de amortización que dependerá de factores como: el coste de los equipos de monitorización, la producción media, etc.

La monitorización es esencial en cualquier proyecto de difusión de la energía solar fotovoltaica, y permite ofrecer información entendible a cualquier persona no experta en la materia. Con ese objetivo central se ha desarrollado la aplicación, ser útil en diversos entornos y para diferentes públicos.

El proceso de puesta en marcha ha sido relativamente largo, ya que es necesario tener distintos factores a favor, como la climatología, sobre todo la irradiancia, para tener curvas claras y poder detectar fallos iniciales. Así como, surgen inconvenientes, que han ido solucionándose a tiempo. El sistema ha sido probado durante seis meses, donde se han ido acometiendo mejoras a medida que surgía deficiencias, para finalizar con un funcionamiento totalmente óptimo.

Con respecto a la aplicación, esta ha sido probada en diversas situaciones, se ha tenido como objetivo tener una aplicación con un buen rendimiento. Pudiendo soportar a la vez la tarea de la monitorización y el almacenamiento de datos, así como, de la gestión de estos, de mostrarlos, de recuperarlos, de administrar los documentos, y de tener diferentes ventanas para la difusión. La aplicación se distribuye en un archivo ejecutable (para más información acerca del funcionamiento de la aplicación y de su instalación consultar en Anexo I y el Anexo II respectivamente).

Finalmente, el proyecto de monitorización, que ha englobado diversas tareas relacionadas con los sistemas de adquisición de datos y la energía solar fotovoltaica, ha servido para mejorar en diversos aspectos al autor de este trabajo. En primer lugar, la mejora en la capacidad de trabajo con equipos reales, comerciales y de distintos fabricantes, consultando la documentación técnica. En segundo lugar, mejorar a gestionar los problemas surgidos durante el transcurso, aprendiendo a resolverlos de forma eficiente, y adaptando el sistema a medida que se continuaba. También destacar el inicio en los sistemas fotovoltaicos conectado a red real, con equipos reales. También hay que destacar las tareas a pie de campo y de mantenimiento. Todo ello ha servido para mejorar e iniciarse en aspectos que serán de gran utilidad en una vida profesional.

A continuación, se presenta una serie de líneas de trabajos futuros, estableciendo nuevos objetivos, ya que los propuestos para este TFG han sido cumplidos.

5.3. Líneas futuras

Las líneas de actuación para seguir ampliando el sistema objeto del proyecto, entre otras, podrán ser:

- A. Introducir una serie de objetivos relacionados con la inteligencia artificial, por ejemplo, analizar el consumo y la producción, para dar consejos de cómo mejorar y adaptar el consumo y los hábitos, usando las cargas típicas que se puedan dar en una vivienda.
- B. Hacer uso del sistema para investigar las instalaciones de autoconsumo, por ejemplo, aplicar perfiles de consumo de una vivienda reales.
- C. Introducir tareas que necesiten de actuadores, los equipos están preparados para ello.
- D. Gestionar la comunicación remota a través de internet, construyendo un servidor, y pudiéndose conectar desde cualquier punto del mundo.
- E. Añadir avisos del estado de la instalación de forma remota al móvil o al correo electrónico.
- F. Publicar en redes sociales la producción diaria y aspectos de interés de la instalación para que el público pueda consultarlo y conocerlo, ayudando sobre todo a un promover un mayor conocimiento sobre la energía solar fotovoltaica.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. Smil, *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*. Praeger. 2010.
- [2] INE, "Climatología." 2016.
- [3] UNEF, "Inversiones Sistema Fotovoltaico Español," 2018. [Online]. Disponible en: <http://www.lavanguardia.com/natural/20180218/44818086046/energia-solar-fotovoltaica-espana.html>. [Último acceso: May-2018].
- [4] Escuela Politécnica Superior de Jaén, "Normativa sobre trabajos Fin de Grado en la Escuela Politécnica Superior de Jaén," 2017. [Online]. Disponible en: <http://eps.ujaen.es/pfc/normativa/Normativa TFG TFM EPSJ aprobada Junta de Escuela 13 sept 2017.pdf>. [Último acceso: Jun-2018].
- [5] B. Mundial, "Energía Solar," 2017. [Online]. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/results/2017/11/29/solar>. [Último acceso: Jun-2018].
- [6] A. E. de N. y C. (AENOR), "Norma UNE-EN 61724-1:2017. Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización," 2018.
- [7] I. Valdeolmillos, "Ventajas de la monitorización de instalaciones fotovoltaicas a nivel de string," *Energética XX1*.
- [8] U. de Jaén, "Proyecto UNIVER." [Online]. Disponible en: https://www.ujaen.es/investiga/solar/04proyectos/02univer/00_presentacion/presenta.htm. [Último acceso: Jun-2018].
- [9] C. Gavazzi, "Software de configuración Eos ArraySoft."
- [10] C. Gavazzi, "Hoja técnica de datos: Modelo EOS-Array (gestión y control de aplicaciones fotovoltaicas)." [Online]. Disponible en: <https://www.enertronic.es/wp-content/uploads/2016/04/ENERTRONIC CARLO GAVAZZI UNIDAD ENTRADA SALIDA VMU-O.pdf>. [Último acceso: Jun-2018].
- [11] C. Gavazzi, "Hoja técnica de datos: Analizador de redes trifásico compacto Modelo EM24 DIN." [Online]. Disponible en: http://www.farnell.com/datasheets/1500018.pdf?_ga=2.212391572.1831190930.1535732485-1861792374.1535732485. [Último acceso: Jun-2018].
- [12] C. Gavazzi, "Gestión y Control de Energía Eléctrica Software de Gestión Modelo EM2426Soft."
- [13] C. Gavazzi, "Network Software for Energy Management Type OPC Server for Eos-Array and Energy Meters." [Online]. Disponible en: <http://www.carlogavazzisales.com/pdfs/OPCserverDatashet.pdf>. [Último acceso: Jun-2018].
- [14] National Instruments, "Software de Desarrollo de Sistemas NI LabVIEW." [Online]. Disponible en: <http://www.ni.com/labview/products/esa/>. [Último acceso: Jun-2018].
- [15] J. R. Lajara Vizcaíno and J. Pelegrí Sebastiá, *LabVIEW: entorno gráfico de programación*, 2ª. Barcelona: Marcombo, 2011.

ANEXO I
MANUAL DE USUARIO

Índice de contenidos

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. Objeto	4
1.2. Alcance.....	4
1.3. Funcionalidad.....	4
2. MAPA DEL SISTEMA.....	5
2.1. Modelo lógico	5
2.1.1. Acceso e Información	5
2.1.2. Monitorización	5
2.1.3. Histórico	6
2.1.4. Acceso a prácticas	6
2.2. Navegación	6
2.2.1. Navegación tipo 1: Conocer la instalación y su estado en tiempo real	6
2.2.2. Navegación tipo 2: Conocer la evolución de las magnitudes en el pasado	7
2.2.3. Navegación tipo 3: Realización de prácticas	7
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	8
3.1. Subsistema 1: Acceso e Información	8
3.1.1. Barra de navegación.....	8
3.1.2. Pantalla 1: Inicio	9
3.1.3. Pantalla 2: Información	11
3.1.4. Pantalla 7: Variables del Sistema	12
3.2. Subsistema 2: Generador Fotovoltaico	22
3.2.1. Pantalla 3: Generador Fotovoltaico	22
3.2.2. Pantalla 4: Variables Online	27
3.3. Subsistema 3: Histórico	30
3.3.1. Pantalla 5: Comportamiento Sistema (Offline)	30
3.4. Subsistema 4: Prácticas	33
3.4.1. Pantalla 6A: Práctica 1.....	33
3.4.2. Pantalla 6B: Práctica 2.....	35
4. PROCEDIMIENTOS TÍPICOS	38
4.1. Procedimiento 1: Exportación de datos	38
4.2. Procedimiento 2: Uso de cursores.....	39

4.3.	Procedimiento 3: Comprobación de datos completos	39
4.4.	Procedimiento 4: Conocer índices de evaluación para un día monitorizado	40
4.5.	Procedimiento 5: Nociones básicas sobre la base de datos	40
4.6.	Procedimiento 6: Calculo de la energía	41
5.	MONITORIZACIÓN REMOTA	42
6.	PROBLEMAS Y SOLUCIONES	43
7.	VENTANAS DE LA APLICACIÓN A MAYOR TAMAÑO	46
7.1.	Ventana: Inicio	46
7.2.	Ventana: Información	47
7.3.	Ventana: Variables del Sistema	48
7.4.	Ventana: Generador Fotovoltaico	49
7.5.	Ventana: Variables Online	50
7.6.	Ventana: Comportamiento Sistema (Offline)	51
7.7.	Ventana: Prácticas	52
8.	REFERENCIAS	54

Índice de figuras

Figura 1: Subsistemas y partes que forman Visualab UJA.....	5
Figura 2: Diagrama de la navegación tipo 1	6
Figura 3: Diagrama de la navegación tipo 2	7
Figura 4: Diagrama de la navegación tipo 3	7
Figura 5: Barra de navegación	8
Figura 6: Orden de las pestañas de la aplicación	8
Figura 7: Pantalla 1 (Inicio).....	9
Figura 8: Pantalla 2 (Información).....	11
Figura 9: Pantalla 7 (Variables del Sistema)	12
Figura 10: Pantalla 3 (Generador Fotovoltaico)	22
Figura 11: Ayuda contextual ventana Generador Fotovoltaico	26
Figura 12: Pantalla 4 (Variables Online)	27
Figura 13: Menú desplegable para seleccionar variable.....	28
Figura 14: Control gráfico.....	29
Figura 15: Control zoom gráfico.....	29
Figura 16: Ayuda contextual ventana Variables Online	30
Figura 17: Pantalla 5 (Comportamiento Sistema (Offline)).....	30
Figura 18: Menú desplegable para seleccionar variable.....	31
Figura 19: Ayuda contextual ventana Comportamiento Sistema (Offline).....	33
Figura 20: Pantalla 6A (Prácticas: Práctica 1).....	33
Figura 21: Ayuda contextual ventana Prácticas: Práctica 1	35
Figura 22: Pantalla 6B (Prácticas: Práctica 2)	35
Figura 23: Ayuda contextual ventana Prácticas: Práctica 2	37
Figura 24: Procedimiento de exportación de datos.....	38
Figura 25: Procedimiento mostrar menú cursores	39
Figura 26: Procedimiento menú cursor.....	39
Figura 27: Gráfica de potencia para un día con datos incompletos.....	39
Figura 28: Extracto de un archivo de la base de datos.....	40
Figura 29: Monitorización remota.....	42

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objeto

El presente documento tiene como propósito hacer una descripción pormenorizada del software que se presenta: **Visualab UJA**. Se describirá la funcionalidad para la que ha sido diseñado y además servirá de complemento a la ayuda contextual que la propia aplicación ya incorpora.

1.2. Alcance

Este documento informa al usuario sobre distintos aspectos del software, como:

- Navegación típica según el objetivo.
- Detalles de cada pantalla que forman el software.
- Explicación de los procedimientos que pueden realizarse a través del software diseñado.
- Listado de posibles errores, así como, la solución más común.

No es objeto de este documento la instalación del software principal, ni el de terceros necesarios, así como, ni de la instalación, ni configuración de los equipos. Toda esta información fuera del alcance de este documento, si aparece recogida en el manual de instalación.

1.3. Funcionalidad

La aplicación **Visualab UJA**, cuya motivación principal es la monitorización de un sistema fotovoltaico conectado a red, nos permite adquirir magnitudes de un generador fotovoltaico, del inversor, de los parámetros meteorológicos y de la red. La evolución de estos parámetros se puede observar en tiempo real, tanto de forma numérica, como gráficamente. Además, es posible acceder a los históricos de la evolución del sistema fotovoltaico, almacenados en el PC. Por otro lado, se ha dotado a la aplicación de ejercicios prácticos que proporcionan al usuario información para aprender sobre los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

2. MAPA DEL SISTEMA

2.1. Modelo lógico

El software: **Visualab UJA** tiene integrado cuatro subsistemas que conforman el sistema final, sobre los cuales el usuario puede ir interactuando, recibiendo información, y solicitándola en según qué casos. Los subsistemas en los que se divide el software son: **Acceso e Información**, **Monitorización**, **Histórico**, y **Prácticas**, en la **Figura 1** se puede ver un esquema con las distintas partes que forman cada subsistema.

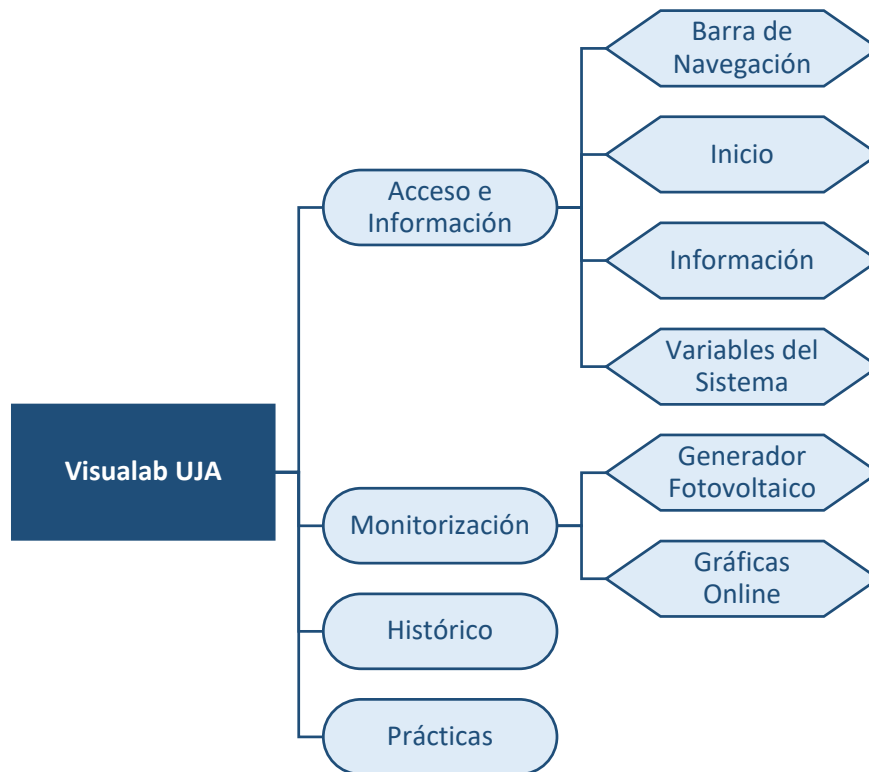


Figura 1: Subsistemas y partes que forman Visualab UJA

A continuación, se procede a explicar cada subsistema de la aplicación.

2.1.1. Acceso e Información

Este es el subsistema inicial, que engloba todo lo relacionado con la información acerca de la instalación fotovoltaica, la aplicación software, las variables monitorizadas, y permite el acceso a distintos manuales. Tiene como misión principal que el usuario obtenga la información de forma sencilla, destacando lo más importante, y permitiendo el acceso a información adicional, obteniéndose así toda la información necesaria para el manejo de la aplicación y el conocimiento de la instalación.

2.1.2. Monitorización

Este subsistema es el encargado de leer los valores de las distintas magnitudes de la instalación fotovoltaica, procesarlas y mostrarlas por pantalla. De esta forma, el usuario dispone cómodamente de la información, pudiéndose optar por ver los datos de forma numérica o la evolución temporal en forma de gráficos. En el caso de verlos numéricamente, esto se muestran clasificados según la forma de las señales eléctricas, su procedencia, y el ámbito.

2.1.3. Histórico

En este subsistema se dispone de la capacidad de recuperar la información de la base de datos, la evolución de las distintas magnitudes que se monitorizan en el sistema. Los datos pueden verse en forma de gráficas desde la propia aplicación, o se puede optar por exportarlos para utilizar posteriormente un software de procesamiento de datos para su análisis.

2.1.4. Acceso a prácticas

El último subsistema tiene el propósito de ofrecer una serie de prácticas al usuario. Desde él se puede acceder a las distintas prácticas que se dispongan, y que ayuden a fortalecer conceptos y el análisis de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, teniendo como objetivo la difusión de la energía solar fotovoltaica.

Seguidamente se explican las navegaciones que se llevarán a cabo dentro del programa con mayor frecuencia.

2.2. Navegación

A continuación, se exponen los 3 tipos de navegación más usuales que se realizarán dentro del programa. Para ello, se describen las distintas etapas que deben seguirse, además, se acompaña la explicación con un diagrama de flujo.

2.2.1. Navegación tipo 1: Conocer la instalación fotovoltaica y su estado en tiempo real

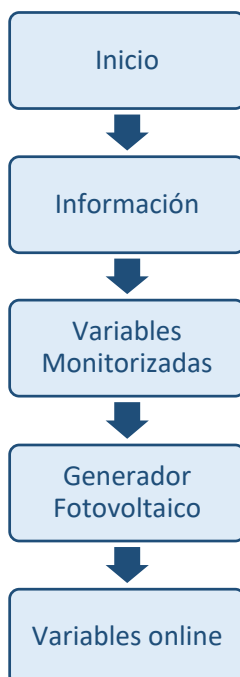


Figura 2: Diagrama de la navegación tipo 1

Esta navegación está enfocada a los usuarios cuya motivación principal para el uso del software, es conocer la instalación fotovoltaica, el sistema de monitorización, y principalmente, el estado actual de la instalación fotovoltaica, viendo su evolución durante el día. [Diagrama: Figura 2]

Tras lanzar el programa, la primera ventana que aparece es la de **Inicio**. Además, de observar las instantáneas de los distintos elementos de la instalación, en esta pantalla pueden consultarse manuales para obtener información más específica y ampliada de la instalación, el sistema de monitorización o la propia aplicación.

Pulsar ahora sobre la pestaña **Información**, en esta ventana pueden conocerse los detalles técnicos más importantes del generador fotovoltaico, las magnitudes que se miden, y se puede acceder a los manuales anteriores, además de otros más específicos para conocer más en profundidad las comunicaciones, los requisitos, etc.

Arriba, en la ventana **Información**, pulsar en **Variables Monitorizadas**, y se abrirá una pantalla externa. En ella puede observarse un esquema sencillo de la instalación, donde podrá conocerse cuales son las variables que se almacenan en la base de datos y en qué puntos se están midiendo, también todas aquellas variables que son calculadas. A esta ventana puede accederse desde cualquier pantalla.

Pulsar sobre la pestaña **Generador Fotovoltaico**. En esta ventana pueden verse recogidos todos los valores de la instalación en una sola vista, situados en los puntos exactos sobre un esquema de la

instalación donde son medidos. Puede pulsarse sobre los distintos elementos gráficos de la instalación si desea más información sobre los distintos equipos y sistemas.

El último paso es acceder a la ventana **Variables Online**, desde ella se puede observar el comportamiento actual del sistema, pero con referencia temporal viendo las magnitudes que se deseen, hasta 4 diferentes al mismo tiempo. Como se ha comportado en lo que va de tiempo desde las 00:00 del día actual.

2.2.2. Navegación tipo 2: Conocer la evolución de las magnitudes monitorizadas en el pasado

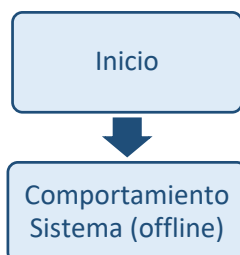


Figura 3: Diagrama de la navegación tipo 2

En ocasiones, el acceso al software será con la intención de conocer cómo ha sido el comportamiento del sistema fotovoltaico con anterioridad. De esta manera podrá analizarse con más detalle la evolución de todas las variables, es decir, de la respuesta del sistema. Además, el usuario exportará los datos que le interesen, y de esta manera podrá realizar un análisis más exhaustivo de los datos con la ayuda de un software de procesamiento de datos más específicos. [Diagrama: Figura 3]

Una vez iniciada la aplicación, aparece la ventana de **Inicio**, desde aquí o, desde la ventana de **Información** puede accederse a manuales de la instalación, del sistema de monitorización o de la aplicación.

Si no se desea consultarlos o ya se ha hecho, pulsar sobre la pestaña **Comportamiento Sistema (Offline)**. Desde esta ventana pueden recuperarse los datos almacenados en la base de datos en días específicos. Puede optarse por ver la evolución desde la propia aplicación, por medio de los visualizadores gráficos dispuestos, y que tienen distintos controles básicos de análisis. O desde aquí pueden exportarse los datos para su posterior análisis en un software de procesamiento de datos.

2.2.3. Navegación tipo 3: Realización de prácticas



Figura 4: Diagrama de la navegación tipo 3

Esta navegación está enfocada a la realización de las prácticas. Para realizarlas, es necesario haber realizado las dos navegaciones anteriores. [Diagrama: Figura 4]

En primer lugar, para la realización de las 2 prácticas que se proponen, es necesario tener un conocimiento aceptable de la instalación fotovoltaica objeto de estudio, del sistema de monitorización y de la aplicación desarrollada. Por esta razón, es necesario hacer la *navegación 1*, además de conocer las variables que se miden, sus unidades, etc.

En segundo lugar, es necesario haber realizado la *navegación 2* para conocer el procedimiento de recuperación de datos de la base de datos, el comportamiento en el tiempo de estos, y la forma de exportarlos para utilizarlos en softwares de procesamiento de datos.

Finalmente se puede proceder a la realización de las prácticas, accediendo a la pestaña **Prácticas**, una vez en esta ventana, puede elegirse entre la práctica 1 y la práctica 2, la aplicación ofrece ayuda de cómo proceder en ellas, incluso incorpora un bloque de comprobación de resultados automático en una de las prácticas.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La interfaz gráfica del sistema: **Visualab UJA**, contiene siete pantallas distintas, seis de ellas de acceso independiente, pero complementarias entre sí unas de otras como se vio en el apartado 2.2. "Navegación", y la otra, accesible a través del resto de pantallas. Dichas pantallas están incluidas dentro de los cuatro subsistemas que se han visto en el apartado 2.1. "Modelo lógico": Acceso e Información, Monitorización, Histórico y Prácticas. A continuación, se explican detalladamente las distintas pantallas que forman parte de la aplicación desarrollada para el sistema de monitorización de la instalación fotovoltaica conectada a red del Departamento de Ingeniería Electrónica de la Universidad de Jaén.

3.1. Subsistema 1: Acceso e Información

3.1.1. Barra de navegación

Tiene como propósito ayudar al usuario a tener una navegación fluida entre las distintas pantallas, poder acceder a la ventana de interés sin necesidad de tener que pasar de forma consecutiva por cada una de ellas, evitando la pérdida de tiempo, y mejorando la experiencia.



Figura 5: Barra de navegación

Como puede verse en la **Figura 5**, la barra de navegación permite el acceso a seis de las siete pantallas que forman la aplicación: Inicio, Información, Generador Fotovoltaico, Variables Online, Comportamiento del Sistema (Offline) y Prácticas.

El orden de las pestañas responde al orden típico que se ha reflejado a la hora de exponer los diferentes tipos de navegación más comunes que se pueden dar en la aplicación (apartado 2.2 "Navegación"). En la **Figura 6** se refleja el orden lógico de la navegación, y como este coincide con el orden en el que se han dispuesto las pestañas de **Visualab UJA**.

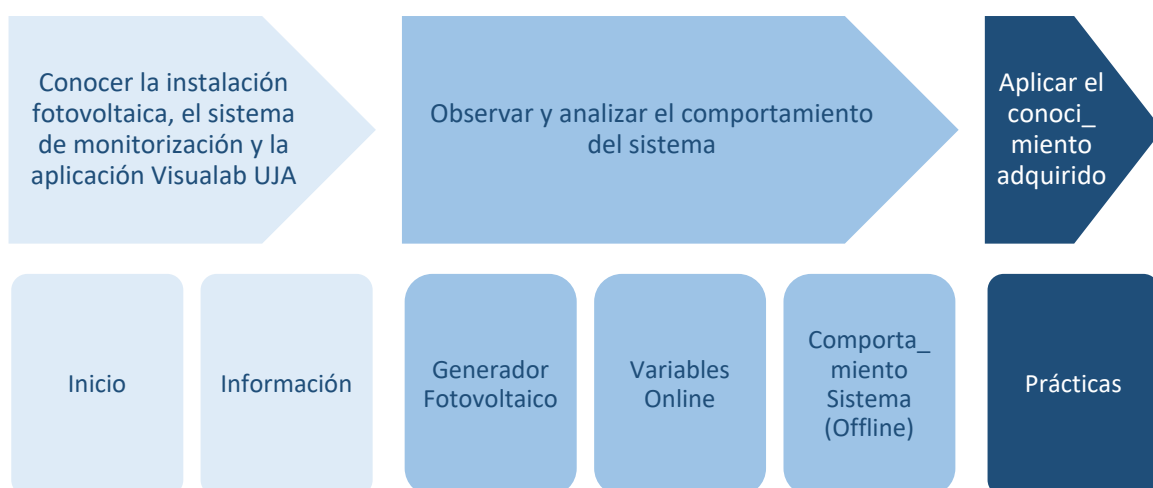


Figura 6: Orden de las pestañas de la aplicación

3.1.2. Pantalla 1: Inicio



Figura 7: Pantalla 1 (Inicio)

La pantalla de **Inicio (Figura 7)** es la primera en visualizarse tras lanzar el programa. Pretende ser un visor, a través del cual, conocer toda la instalación si no es posible verla en su conjunto en la realidad, de esta manera se puede contextualizar el software desarrollado. La ventana la componen dos partes, una primera donde se recogen imágenes de todos los elementos más importantes de la instalación fotovoltaica conectada a red y el sistema de monitorización (elementos del A1 al A5). La otra parte consiste en ofrecer más información al usuario acerca de todo el sistema, permitiéndole el acceso a distintos manuales y ventanas, que ayuden a ampliar el conocimiento que se tiene acerca de la instalación fotovoltaica que se está monitorizando y del propio sistema de monitorización.

3.1.2.1. Descripción de los elementos de la pantalla

A1. Imagen: Generador Fotovoltaico. Puede observarse una panorámica de los módulos que conforma el generador fotovoltaico que produce la energía eléctrica. Del mismo modo, se puede apreciar el entorno en el que se encuentra, la terraza del edificio A3 de la Universidad de Jaén, con el edificio C6 al fondo de la imagen.

A2. Imagen: Cajas de protección y monitorización. En un primer plano, se observan ambas cajas situadas al lado del generador fotovoltaico, en la terraza del edificio A3. La caja de la izquierda alberga las protecciones en continua, necesarias para proteger al generador y el resto de la instalación. La caja de la derecha contiene: un enchufe a 220 V, una fuente de alimentación de 24 V y al lado los equipos que monitorizan los parámetros en continua del generador fotovoltaico y los parámetros meteorológicos. Los módulos que forman este equipo de monitorización son:

- *Módulo maestro - controlador del bus serie RS-485: VMUM4AS1T2XT* de Carlo Gavazzi.
- *Módulo medidor String, parámetros eléctricos GFV: VMUSAV30XSXX* de Carlo Gavazzi
- *Módulo medidor parámetros meteorológicos: VMUP2TIWXSX* de Carlo Gavazzi.

A3. Imagen: *Ubicación del generador fotovoltaico.* Se sitúa sobre un plano aéreo el lugar exacto de la instalación, en concreto en las coordenadas: 37°47'14,3"N - 3°46'38,2"W. En la parte noreste del edificio de ingeniería y tecnología.

A4 Imagen: *Laboratorio de energías renovables.* Se puede contemplar una vista general del laboratorio de energías renovables del Departamento de Ingeniería Eléctrica (A3-265/266). En este laboratorio se ubica el resto de componentes de la instalación fotovoltaica, puesto que a ella llega el cableado proveniente de la terraza: energía eléctrica generada y datos de monitorización. Además, aquí se sitúa el PC encargado de recibir los datos de la monitorización, y por consiguiente de ejecutar la aplicación que en este manual se trata.

A5 Imagen: *Inversor, medidores de energía, protecciones y cargas.* Se recoge en un plano todos los elementos restantes de la instalación fotovoltaica y el sistema de monitorización, en primer lugar, el inversor que transforma la energía de continua a alterna. Seguidamente, en una caja, se encuentran los 2 medidores de energía **EM24DINAV93XISX** de Carlo Gavazzi, encargados de monitorizar al inversor y la conexión a red respectivamente. Además, se observan las protecciones en alterna, y dos enchufes para la conexión de las cargas.

A6 Botón: *Información.* Al pulsar sobre este botón, la ventana cambia directamente a la pantalla **Información**, sin necesidad de tener que acceder a través de la pestaña en la barra de navegación.

A7 Botón: *Variables monitorizadas.* Pulsando una vez, se abre una nueva ventana externa, esta contiene información relativa a todas las variables que se están monitorizando, y en qué puntos concretamente se hace la medición, también incluye las variables calculadas por la propia aplicación. Esta ventana se explica en el **apartado 3.1.4 "Pantalla 7: Variables del Sistema"**.

A8 Botón: *Manual de usuario.* Se abre directamente un documento PDF que contiene el presente manual de usuario, el cual recoge toda la información con respecto a la aplicación **Visualab UJA**; como se usa, los elementos que la componen, los procedimientos, las pantallas, etc.

A9 Botón: *Manual de instalación.* Abre el documento PDF con el manual de instalación, el cual contiene toda la información relativa a la configuración de los equipos, de las comunicaciones, los requisitos del sistema y procedimientos usuales a la hora de realizar cambios o nuevas instalaciones en el sistema de monitorización.

A10 Botón: *Manual técnico.* Abre el documento PDF con el manual técnico de la instalación fotovoltaica. Contiene toda la información relativa al generador, el inversor, las protecciones, el cableado, así como, los correspondientes datasheets. También incluye información técnica acerca de los equipos que forman el sistema de monitorización, además, de sus hojas técnicas.

A11 Texto: *Advertencia importante.* Este mensaje pretende ser una invitación al usuario para que, bajo ningún concepto, salvo por tareas de mantenimiento, pare la ejecución del software. Las razones son las siguientes: este programa es a la vez, el encargado de monitorizar, es decir, de recoger los datos que le llegan, mostrarlos y almacenarlos. Y por otro lado también es interfaz para información, para búsqueda y recuperación de datos de la base de datos, y para la realización de prácticas.

Si se detiene la ejecución de la aplicación, esta deja de recoger datos, y los días no tendrán todos los datos completos. Esto hará que la experiencia del usuario no sea todo lo satisfactoria que podría, puesto que no se podrá analizar correctamente el comportamiento de la instalación, ni las prácticas

podrán realizarse completamente, las gráficas carecerán de información importante, etc. De todos modos, **Visualab UJA** puede pararse o reiniciarse sin problemas, siendo el único inconveniente que los datos dejan de almacenarse si se cierra.

3.1.2.2. Ayudas contextuales

Esta ventana tiene como objetivo dar información, por lo que carece de ayudas contextuales.

3.1.3. Pantalla 2: Información

Generador Fotovoltaico | Variables Online | Comportamiento Sistema (Offline) | Prácticas

Universidad de Jaén | DIE | Departamento de Ingeniería Edificios | Dep. A3-266

B1 Esquema del generador

B2 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Parámetros eléctricos
 11 módulos de 270 W, conectados en serie. Pm de 2970 W
 Voc de 420,2 V - Isc de 9,25 A
 Vm de 342,3 V - Im de 8,71 A
 Eficiencia de 16,6%.

Parámetros térmicos
 Coeficiente de temperatura de Voc -0,3 %/k
 Coeficiente de temperatura de Isc 0,04 %/k

Parámetros geográficos
 Localización: 37°47'14.3"N 3°46'38.2"W
 Orientación: Azimut -7°
 Inclinación: 15°

Parámetros físicos
 Área total ocupada por módulos: 17,9 m²

B10 Manual Técnico

B3 Variables Monitorizadas

GENERADOR FOTOVOLTAICO (DC)	
Tensión (V)	Tensión del generador fotovoltaico
Intensidad (A)	Intensidad del generador fotovoltaico
Potencia (W)	Potencia activa del generador fotovoltaico
Energía total (kWh)	Energía activa GFV (desde 1 ^{er} día)
PARÁMETROS METEOROLÓGICOS	
Temp. ambiente (°C)	Temperatura ambiente
Temp. célula (°C)	Temperatura de célula
Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia
INVERSOR (AC)	
Tensión (V)	Tensión a la salida del inversor
Intensidad (A)	Intensidad a la salida del inversor
P. activa (W)	Potencia activa en el inversor
P. reactiva (VAr)	Potencia reactiva en el inversor
P. aparente (VA)	Potencia aparente en el inversor
Factor potencia	Factor de potencia en el inversor
Energía act. total (kWh)	Energía activa Inversor total (desde 1 ^{er} día)
Energía reac. total (kVArh)	Energía reactiva Inversor total (desde 1 ^{er} día)
RED (AC)	
Tensión (V)	Tensión de red
Intensidad (A)	Intensidad de red
P. activa (W)	Potencia activa red
P. reactiva (VAr)	Potencia reactiva red
P. aparente (VA)	Potencia aparente red
Factor de potencia	Factor de potencia red
Energía act. im. total (kWh)	Energía activa red importada (desde 1 ^{er} día)
Energía act. in. total (kWh)	Energía activa red inyectada (desde 1 ^{er} día)
Energía reac. im. total (kVArh)	Energía reactiva red importada (desde 1 ^{er} día)
Energía reac. in. total (kVArh)	Energía reactiva red inyectada (desde 1 ^{er} día)

B4 NO PARAR EL SOFTWARE
 Excepto mantenimiento. La experiencia con el usuario no será la mejor, no contará con datos actualizados, ni de días completos.

B5 Conoce el Equipo

B6 Requisitos Instalación

B7 Comunicación Serie - OPC

B8 Manual de Usuario

B9 Manual de Instalación

Todo esto, y más...

Monitorización realizada para el Trabajo Fin de Grado por Antonio José Partal Ureña, siendo los tutores, Dña. Catalina Rus Casas y D. Blas Ogayar Fernández

Figura 8: Pantalla 2 (Información)

La pantalla **Información (Figura 8)** es la continuación de la pantalla **Inicio**, pretende extender a más el conocimiento que se tiene sobre la instalación fotovoltaica y el sistema de monitorización. La pantalla tiene tres partes bien diferenciadas, la primera donde se explica de forma resumida la información técnica del generador fotovoltaico, pudiéndose así, contextualizarse mejor los datos que se visualizan. La segunda parte muestra las variables monitorizadas, que a su vez son, las que se guardan en la base de datos para su posterior consulta. Y la tercera y última parte, incluye acceso a manuales e información extra, para un mayor conocimiento de la aplicación.

3.1.3.1. Descripción de los elementos de la pantalla

B1 Imagen: *Esquema del generador.* Muestra la configuración de los módulos que forman el generador fotovoltaico. Hay dos ramas la (1) con 5 módulos, y la (2) con 6 módulos, ambas ramas están conectadas en serie, así como, los módulos que las forman. En el esquema aparecen dos cajas, la caja de protecciones (CCG) y la caja de monitorización (CM). La CCG contiene las protecciones en continua y la CM contiene parte de los equipos de monitorización.

B2 Texto: *Información técnica del generador.* Especifica la información más relevante acerca de los parámetros eléctricos, térmicos, geográficos y físicos, del generador fotovoltaico. Para más información sobre esta cuestión puede consultarse el **Anexo III "Manual técnico"**.

B3 Texto: Variables medidas del sistema. En la tabla se recogen todas las variables que se miden de la instalación fotovoltaica, es decir, que no son procesadas por la aplicación software. Además, estas variables son exactamente las que se almacenan en la base de datos, y por consiguiente podrán ser consultadas siempre que se desee. La tabla tiene dos columnas, la primera es el nombre de la variable tal como se ve en la ventana **Generador Fotorvoltaico**, y la segunda columna es el nombre extendido de cada una de las variables.

B4 Texto: Advertencia importante. Ídem **A11 (pág. 11)**.

B5 Botón: Conoce el equipo. Al pulsar este botón, se abre el archivo PDF “Conoce el equipo”, el cual es una guía rápida sobre el manejo de **Visualab UJA**.

B6 Botón: Requisitos instalación. Tras pulsar este botón se abre el archivo PDF “Requisitos de instalación”, en él se explica que recursos son necesarios a la hora de querer ejecutar la aplicación de monitorización en el PC.

B7 Botón: Comunicación serie–OPC. Abre un archivo PDF que contiene información relativa a la comunicación serie (Equipos monitorización – PC) y al protocolo OPC (Software fabricante – Aplicación de monitorización: **Visualab UJA**.)

B8 Botón: Manual de usuario. Ídem **A8 (pág. 11)**.

B9 Botón: Manual de instalación. Ídem **A9 (pág. 11)**.

B10 Botón: Manual técnico. Ídem **A10 (pág. 11)**.

B11 Botón: Variables monitorizadas. Ídem **A7 (pág. 11)**.

3.1.3.2. Ayudas contextuales

Esta ventana tiene como objetivo dar información, por lo que carece de ayudas contextuales.

3.1.4. Pantalla 7: Variables del Sistema

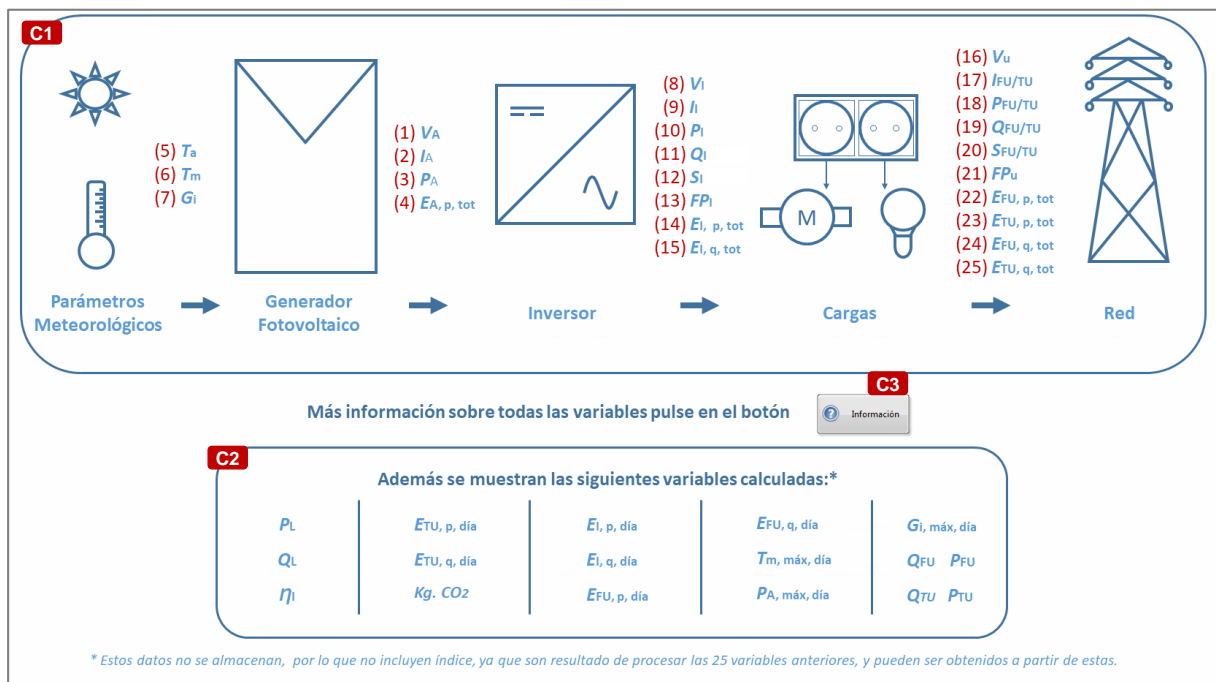


Figura 9: Pantalla 7 (Variables del Sistema)

La pantalla **Variables del Sistema (Figura 9)** es la única no accesible desde la barra de navegación, se accede pulsando el botón **Variables Monitorizadas (A7/B11/D50/E19/F24/G7/H7)**.

La aplicación de monitorización consta de dos tipos de variables, las variables obtenidas de los equipos de monitorización, que se llaman **Variables Medidas**, y las variables que son resultado del procesamiento de las variables medidas por parte de la aplicación **Visualab UJA**, las cuales se llaman **Variables Calculadas**.

Todas las **variables medidas son almacenadas en la base de datos** del programa, en cambio, las **variables calculadas no son guardadas**, puesto que, pueden obtenerse fácilmente a partir de las variables medidas.

Se encuentran **dos tipos de variables dentro de las variables medidas**, las que representan una **magnitud medible** de la instalación fotovoltaica **por medio de sensores**, como la tensión, la temperatura o la intensidad, **y** otro tipo de variables, que son ofrecidas por los equipos de monitorización, pero que son **resultado de procesar una o varias magnitudes reales**. La diferencia de estas variables procesadas por los equipos de monitorización, con las variables calculadas, es la importancia que tienen las primeras para entender el sistema, es por esto que esa información la ofrecen los equipos y la procesan ellos mismos.

En esta pantalla aparecen todas y cada una de las variables que aparecen en la aplicación de monitorización **Visualab UJA**, es por ello que, a continuación, se explican todas las variables, tanto las variables medidas como las variables calculadas, la unidad en la que se devuelven, el lugar en las que se miden, que tipo de variable son, etc. En todas aquellas variables que sean resultado de un procesamiento, ya sea por parte de los propios equipos de monitorización, o sea por parte de la aplicación, se explicará el procesamiento que se ha llevado a cabo para su obtención.

3.1.4.1. Descripción de los elementos de la pantalla

C1 Imagen: *Esquema de la instalación fotovoltaica y variables medidas.* Se recoge un esquema de la instalación fotovoltaica, sobre él se posicionan todas las variables que se miden del sistema. Cada variable lleva un índice que es útil para la búsqueda de la variable que se desea visualizar o exportar, desde las gráficas online u offline, ya que son las variables que se almacenan en la base de datos. A continuación, se explica cada una de las **25 variables medidas del sistema**:

- [Índice 1] **Tensión GFV (V_A)**: es una variable medida, proporcionada por el equipo de monitorización tras medirla convenientemente como una magnitud, por medio del sensor pertinente. Se trata de la tensión de todo el generador fotovoltaico, por lo tanto, es una tensión DC. La unidad de esta variable es el Voltio (V).
- [Índice 2] **Intensidad GFV (I_A)**: es una variable medida, es una magnitud que mide directamente el equipo de monitorización. Es la corriente generada por todo el array fotovoltaico, es decir, es una intensidad DC. Las unidades en las que se proporciona esta variable es el Amperio (A).
- [Índice 3] **Potencia activa GFV (P_A)**: es una variable medida, es decir, es proporcionada por el equipo de monitorización, pero es resultado de medir la tensión y la intensidad. Según el manual del fabricante, la potencia es calculada como se muestra en la **Ec. 1**. La variable de potencia es en DC, y las unidades son vatio (W).

$$P_A = V_A \cdot I_A$$

Ec. 1

Siendo:

V_A : tensión generador o array fotovoltaico (DC).

I_A : intensidad generador o array fotovoltaico (DC).

[Índice 4] **Energía GFV ($E_{A,p,tot}$)**: es una variable medida, pero es resultado de realizar la sumatoria de los valores de potencia durante un intervalo de tiempo. La **Ec. 2** muestra la operación que realiza el equipo de monitorización para la obtención de este valor. La energía es la que ha generado el array fotovoltaico desde que se instaló el sistema, esta energía incluye pérdidas exclusivas del GFV pero no del resto de la instalación. La unidad es el kilovatio (kW).

$$E_{A,p,tot} = \int_{t_1}^{t_2} P_A(t) \cdot dt \cong \Delta t \sum_{n_1}^{n_2} P_A n_j \quad \text{Ec. 2}$$

Siendo:

P_A : potencia instantánea del generador o array fotovoltaico.

t : intervalo de tiempo entre dos consumos sucesivos de potencia.

t_1, t_2 : horas de inicio y fin del registro del consumo

n : unidad de tiempo.

n_1, n_2 : tiempos discretos de inicio y fin del registro del consumo

- [Índice 5] **Temperatura ambiente (T_a)**: es una variable medida, es una magnitud adquirida directamente por el equipo de monitorización a través de un sensor (Pt1000). Se refiere a la temperatura ambiente en la terraza del edificio de ingeniería y tecnología de la Universidad de Jaén. La unidad de esta variable es el grado centígrado (°C).
- [Índice 6] **Temperatura de módulo (T_m)**: es una variable medida, esta magnitud se mide directamente a través de una sonda de temperatura (Pt1000). Es la temperatura de célula de uno de los módulos del generador fotovoltaico, se coloca justamente en el centro de una célula, de esta manera pueden cuantificarse las pérdidas por temperatura. La unidad de esta variable es el grado centígrado (°C).
- [Índice 7] **Irradiancia (G_i)**: es una variable medida, es una magnitud adquirida por el equipo de monitorización directamente a través de una célula calibrada. Proporciona el valor de la irradiancia solar en un momento determinado. La irradiancia tiene por unidad el vatio (W).
- [Índice 8] **Tensión inversor (V_i)**: es una variable medida, se trata de la tensión eficaz, ya que a la salida del inversor la tensión es AC. La magnitud de tensión instantánea se mide directamente a través del equipo de monitorización, y la tensión eficaz es proporcionada por el equipo de monitorización tras realizar el cálculo de la **Ec. 3**. La unidad de esta variable es el Voltio (V).

$$V_I = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (V_I)_f^2} \quad \text{Ec. 3}$$

Siendo:

f : la fase considerada. El medidor es trifásico, pero la instalación es monofásica, por lo que solo se utilizará una fase.

n : unidad de tiempo.

V_I : tensión instantánea a la salida del inversor.

- [Índice 9] **Intensidad inversor (I_I)**: es una variable medida, es una magnitud adquirida por el equipo de monitorización, al ser una magnitud AC, el equipo proporciona el valor eficaz, el cual se obtiene como se indica en la **Ec. 4**. La unidad es el Amperio (A).

$$I_I = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (I_I)_f^2} \quad \text{Ec. 4}$$

Siendo:

f : la fase considerada. El medidor es trifásico, pero la instalación es monofásica, por lo que solo se utilizará una fase.

n : unidad de tiempo.

I_I : intensidad instantánea a la salida del inversor.

- [Índice 10] **Potencia activa inversor (P_I)**: es una variable medida, la proporciona el equipo de monitorización tras realizar la operación de la **Ec. 5**. Ofrece el valor de la potencia activa a la salida del inversor (AC), la unidad es el vatio (W).

$$P_I = \frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (V_I)_f \cdot (A_I)_f \quad \text{Ec. 5}$$

Siendo:

f : la fase considerada. El medidor es trifásico, pero la instalación es monofásica, por lo que solo se utilizará una fase.

n : unidad de tiempo.

I_I : intensidad instantánea a la salida del inversor.

V_I : tensión instantánea a la salida del inversor.

- [Índice 11] **Potencia reactiva inversor (Q_I)**: es una variable medida, el equipo de monitorización la obtiene según la **Ec. 6**. Es la potencia reactiva instantánea a la salida del inversor, la unidad de esta la variable es el Voltio-Amperio reactivo (VAr).

$$Q_I = \sqrt{(S_I)^2 - (P_I)^2} \quad \text{Ec. 6}$$

Siendo:

S_I : potencia aparente a la salida del inversor.

P_I : potencia activa a la salida del inversor.

- [Índice 12] **Potencia aparente inversor (S_I)**: es una variable medida, el equipo de monitorización la obtiene aplicando la **Ec. 7**. Es la potencia aparente instantánea a la salida del inversor. La unidad de esta variable es el Voltio-Amperio (VA).

$$S_I = V_I \cdot I_I \quad \text{Ec. 7}$$

Siendo:

V_I : tensión eficaz a la salida del inversor.

I_I : intensidad eficaz a la salida del inversor.

- [Índice 13] **Factor de potencia inversor (FP_I)**: es una variable medida, es obtenida según la **Ec. 8** por el equipo de monitorización. Es el coseno de phi instantáneo a la salida del inversor, es una variable adimensional.

$$FP = \frac{P_I}{S_I} \quad \text{Ec. 8}$$

Siendo:

P_I : potencia activa a la salida del inversor.

S_I : potencia aparente a la salida del inversor.

- [Índice 14] **Energía activa inversor (E_{I,p,tot})**: es una variable medida, el equipo de monitorización la obtiene haciendo una sumatoria de la potencia instantánea durante un intervalo de tiempo, en este caso desde que se puso en funcionamiento el sistema de monitorización, la unidad es el kilovatio hora (kWh). La **Ec. 9** explica el proceso que hace el equipo para la obtención de esta variable.

$$E_{I,p,tot} = \int_{t_1}^{t_2} P_I(t) \cdot dt \cong \Delta t \sum_{n_1}^{n_2} P_I n_j \quad \text{Ec. 9}$$

Siendo:

P_I : potencia activa instantánea a la salida del inversor.

t : intervalo de tiempo entre dos consumos sucesivos de potencia.

t_1, t_2 : horas de inicio y fin del registro del consumo

n : unidad de tiempo.

n_1, n_2 : tiempos discretos de inicio y fin del registro del consumo

- [Índice 15] **Energía reactiva inversor (E_{I,q,tot})**: es una variable medida, es obtenida por el equipo de monitorización operando como en la **Ec. 10**. Es la energía reactiva a la salida del inversor desde el primer día de instalación. La unidad es el kilovoltio-Amperio reactivo hora (kVARh).

$$E_Q = \int_{t_1}^{t_2} Q_I(t) \cdot dt \cong \Delta t \sum_{n_1}^{n_2} Q_I n_j \quad \text{Ec. 10}$$

Siendo:

Q_I : potencia reactiva instantánea a la salida del inversor.

t : intervalo de tiempo entre dos consumos sucesivos de potencia.

t_1, t_2 : horas de inicio y fin del registro del consumo

n : unidad de tiempo.

n_1, n_2 : tiempos discretos de inicio y fin del registro del consumo

- [Índice 16] **Tensión red (V_u)**: es una variable medida, la mide directamente el equipo de monitorización. Es la tensión en el punto de conexión entre la instalación fotovoltaica y

la red. La unidad de esta variable es el Voltio (V), es en AC, por lo que el valor que se ofrece es el valor eficaz, cuya obtención por parte del equipo responde a la misma forma que la explicada en el **Índice 8 (pág. 15)**.

- [Índice 17] **Intensidad red ($I_{FU/TU}$)**: es una variable medida, es adquirida directamente por el equipo de monitorización, el valor ofrecido es el eficaz ya que se trata de una señal en alterna. La obtención del valor eficaz lo realiza el equipo aplicando el cálculo expuesto en el **Índice 9 (pág. 16)**. Se trata del valor de la corriente en el punto de conexión con la red. La unidad es el Amperio (A).
- [Índice 18] **Potencia activa red ($P_{FU/TU}$)**: es una variable medida, el equipo de monitorización la obtiene a partir de las magnitudes medidas, tensión e intensidad. El cálculo es el especificado en el **Índice 10 (pág. 16)**. Ofrece el valor de la potencia instantánea en el punto de la conexión a red, la unidad es el vatio (W).

Al tratarse de un sistema fotovoltaico conectado a red, habrá momentos en los que se esté inyectado potencia a la red porque no se esté consumiéndose toda en las cargas, y habrá momentos en los que se deba de importar debido a que no se está produciendo lo suficiente para cubrir todo el consumo. Para saber si la potencia que se ofrece es inyectada o importa debe saberse que: *Si la potencia aparece con signo negativo, quiere decir, que es inyectada a la red (P_{TU}), si en cambio, la potencia aparece con signo positivo, es importada de la red (P_{FU}).*

- [Índice 19] **Potencia reactiva red ($Q_{FU/TU}$)**: es una variable medida, resulta tras operar el equipo de monitorización tal como se indica en el **Índice 11 (pág. 16)**. Es la potencia reactiva instantánea en el punto de conexión con la red, la unidad es el Voltio-Amperio reactivo. *Si es negativo el valor, quiere decir que está siendo inyectada a red (Q_{TU}), si es positiva quiere decir que está siendo importada de la red (Q_{FU}).*
- [Índice 20] **Potencia aparente red ($S_{FU/TU}$)**: es una variable medida, el proceso de obtención por el equipo de monitorización es el indicado en el **Índice 12 (pág. 16)**. Es la potencia aparente en el punto de conexión con la red, la unidad es el Voltio-Amperio.
- [Índice 21] **Factor de potencia red (FP_u)**: es una variable medida, el instrumento de monitorización lo obtiene como se indica en el **Índice 13 (pág. 17)**. Es el coseno de phi en el punto de la conexión con la red eléctrica, es adimensional.
- [Índice 22] **Energía activa importada red ($E_{FU,p,tot}$)**: es una variable medida, el instrumento de medida lo obtiene de la forma que se explica en el **Índice 14 (pág. 17)**. Es la energía activa que se ha importado de la red desde la puesta en marcha inicial del sistema de monitorización, se mide en el punto de conexión con la red. La unidad es el kilovatio hora (kWh).
- [Índice 23] **Energía activa inyectada red ($E_{TU,p,tot}$)**: es una variable medida, el equipo de monitorización la obtiene de la forma que se detalla en el **Índice 14 (pág. 17)**. Es la energía activa que se ha inyectado a la red porque el consumo ha sido inferior a la producción, es un dato acumulado desde la puesta en marcha inicial. La unidad es el kilovatio hora (kWh). En este caso no lleva signo negativo ya que en la energía si se diferencia entre la inyectada y la importada, y no es necesario.

- [Índice 24] **Energía reactiva importada red ($E_{FU,q,tot}$):** es una variable medida, se obtiene del modo que se indica en el **Índice 15 (pág. 17)**. Es la energía reactiva que se ha importado de la red eléctrica, el dato es el total desde que se comenzó a registrar. La unidad es el kilovoltio-Amperio reactivo hora (kVArh).
- [Índice 25] **Energía reactiva inyectada red ($E_{TU,q,tot}$):** es una variable medida, en el **Índice 15 (pág. 17)** se explica como el instrumento de monitorización la obtiene. Se refiere a la energía reactiva que ha sido inyectada a la red eléctrica puesto que ha habido menor consumo que producción de esta. La unidad de esta variable es el kilovoltio-Amperio reactivo hora (kVArh). El valor no tiene signo negativo ya que se diferencia entre energía inyecta e importada, por lo que no es necesario.

(TU) → *TO UTILITY GRILL*: HACIA LA RED ELÉCTRICA
 (FU) → *FROM UTILITY GRILL*: DESDE LA RED ELÉCTRICA

Todas estas son las variables que se almacenan en la base de datos, se guardan cada minuto, y son el resultado de realizar la media aritmética de las 60 medidas (período de muestreo 1 segundo) que se toman cada minuto. Además, la mayoría de estas variables también se muestran en la Pantalla 3: Generador Fotovoltaico (apartado 3.2.1), el cual si ofrece su valor instantáneo actualizado cada segundo.

C2 Texto: Variables calculadas. Se recogen todas las variables que son resultado de procesar a través de la aplicación **Visualab UJA** las variables medidas, éstas se pueden observar numéricamente desde la Pantalla 3: Generador Fotovoltaico (apartado 3.2.1), y otras desde la Pantalla 4: Variables Online (apartado 3.2.2). No se almacenan, y no se pueden visualizar gráficamente ni en el día actual ni en el histórico, ya que pueden ser fácilmente obtenidas con un software de procesamiento de datos a partir de las variables medidas. En este caso no se incorpora un índice ya que, este solo es útil a la hora de buscar datos en la base de datos.

1. [Variable calculada 1] **Potencia activa cargas (P_L):** es la potencia activa consumida por las cargas e un instante de tiempo. Se calcula como se indica en la **Ec. 11**. La unidad es el vatio (W).

$$P_L = P_I + P_{FU/TU} \quad \text{Ec. 11}$$

Siendo:

P_I : potencia activa a la salida del inversor.

$P_{FU/TU}$: potencia activa que se importa o se inyecta a red. Es negativa si la potencia es inyectada, y positiva si es importada.

2. [Variable calculada 2] **Potencia reactiva cargas (Q_L):** es la potencia reactiva consumida por las cargas e un instante de tiempo. Se calcula como se indica en la **Ec. 12**. La unidad es el Voltio-Amperio reactivo (VAr).

$$Q_L = Q_i + Q_{FU/TU} \quad \text{Ec. 12}$$

Siendo:

Q_I : potencia reactiva a la salida del inversor.

$Q_{FU/TU}$: potencia reactiva que se importa o se inyecta a red. Es negativa si la potencia es inyectada, y positiva si es importada.

3. [Variable calculada 3] **Rendimiento inversor (η_I)**: cuantifica la eficiencia del inversor, es un valor entre 0 y 1, es adimensional. La aplicación lo calcula como se ve en la **Ec. 13**.

$$\eta_I = \frac{P_I}{P_A} \quad \text{Ec. 13}$$

Siendo:

P_I : potencia activa a la salida del inversor.

P_A : potencia del generador fotovoltaico.

4. [Variable calculada 4] **Energía activa diaria inyectada red ($E_{TU,p,día}$)**: es la energía activa que se inyecta a la red eléctrica en lo que va de día, es decir, que no ha sido consumida por las cargas. La unidad es el kilovatio hora (kWh) y es calculada por la aplicación como se muestra en la **Ec. 14**.

$$E_{TU,p,día} = E_{TU,p,tot}(hh:mm) - E_{TU,p,tot}(00:00) \quad \text{Ec. 14}$$

Siendo:

$E_{TU,p,tot}(hh:mm)$: energía activa inyectada a red total a la hora actual del día en curso.

$E_{TU,p,tot}(00:00)$: energía activa inyectada a red total a las 00:00 del día en curso.

5. [Variable calculada 5] **Energía reactiva diaria inyectada red ($E_{TU,q,día}$)**: es la energía reactiva que se inyecta a la red eléctrica en lo que va de día, es decir, que no ha sido consumida por las cargas. La unidad es el kilovoltio-Amperio reactivo hora (kVARh) y es calculada por la aplicación como se muestra en la **Ec. 15**.

$$E_{TU,q,día} = E_{TU,q,tot}(hh:mm) - E_{TU,q,tot}(00:00) \quad \text{Ec. 15}$$

Siendo:

$E_{TU,q,tot}(hh:mm)$: energía reactiva inyectada a red total a la hora actual del día en curso.

$E_{TU,q,tot}(00:00)$: energía reactiva inyectada a red total a las 00:00 del día en curso.

6. [Variable calculada 6] **Energía activa diaria importada red ($E_{FU,p,día}$)**: es la energía activa que se importa de la red eléctrica en lo que va de día, es decir, las cargas consumen más de lo que la instalación fotovoltaica produce. La unidad es el kilovatio hora (kWh) y es calculada por la aplicación como se muestra en la **Ec. 16**.

$$E_{FU,p,día} = E_{FU,p,tot}(hh:mm) - E_{FU,p,tot}(00:00) \quad \text{Ec. 16}$$

Siendo:

$E_{FU,p,tot}(hh:mm)$: energía activa total importada de la red a la hora actual del día en curso.

$E_{FU,p,tot}(00:00)$: energía activa total importada de la red a las 00:00 del día en curso.

7. [Variable calculada 7] **Energía reactiva diaria importada red ($E_{FU,q,día}$)**: es la energía reactiva que se importa de la red eléctrica en lo que va de día, es decir, hay un exceso de consumo con respecto a la producción. La unidad es el kilovoltio-Amperio reactivo hora (kVARh). Es calculada por la aplicación como se muestra en la **Ec. 17**.

$$E_{FU,p,día} = E_{FU,p,tot}(hh:mm) - E_{FU,p,tot}(00:00) \quad \text{Ec. 17}$$

Siendo:

$E_{FU,q,tot}(hh:mm)$: energía reactiva total importada de la red a la hora actual del día en curso.

$E_{FU,q,tot}(00:00)$: energía reactiva total importada de la red a las 00:00 del día en curso.

8. [Variable calculada 8] **Energía activa diaria inversor ($E_{I,p,día}$)**: es la energía activa diaria a la salida del inversor. La unidad es el kilovatio hora (kWh), es calculada por la aplicación como se muestra en la **Ec. 18**.

$$E_{I,p,día} = E_{I,p,tot}(hh:mm) - E_{I,p,tot}(00:00) \quad \text{Ec. 18}$$

Siendo:

$E_{I,p,tot}(hh:mm)$: energía activa total a la salida del inversor a la hora actual del día en curso.

$E_{I,p,tot}(00:00)$: energía activa total a la salida del inversor a las 00:00 del día en curso.

9. [Variable calculada 9] **Energía reactiva diaria inversor ($E_{I,q,día}$)**: es la energía reactiva diaria a la salida del inversor, la unidad es el kilovoltio-Amperio reactivo hora (kVArh) y es calculada por la aplicación como se muestra en la **Ec. 19**.

$$E_{I,q,día} = E_{I,q,tot}(hh:mm) - E_{I,q,tot}(00:00) \quad \text{Ec. 19}$$

Siendo:

$E_{I,q,tot}(hh:mm)$: energía reactiva total a la salida del inversor a la hora actual del día en curso.

$E_{I,q,tot}(00:00)$: energía reactiva total a la salida del inversor a las 00:00 del día en curso.

10. [Variable calculada 10] **Potencia activa importada red (P_{FU})**: es la potencia activa que se importa de la red debido a que hay un consumo superior a la producción del GFV. La unidad de esta variable es vatio (W). La aplicación la obtiene de la forma que se muestra en la **Ec. 20**.

$$P_{FU} = P_{FU/TU} > 0 \quad \text{Ec. 20}$$

Siendo:

$P_{FU/TU}$: potencia activa que se importa o se inyecta a red. Es negativa si la potencia es inyectada, y positiva si es importada.

11. [Variable calculada 11] **Potencia reactiva importada red (Q_{FU})**: si la producción del GFV de potencia reactiva es inferior a la que consumen las cargas esta debe importarse. Esta variable tiene por unidad el Voltio-Amperio reactivo (VAr). La **Ec. 21** muestra como la obtiene la aplicación software.

$$Q_{TU} = Q_{FU/TU} > 0 \quad \text{Ec. 21}$$

Siendo:

$Q_{FU/TU}$: potencia reactiva que se importa o se inyecta a red. Es negativa si la potencia es inyectada, y positiva si es importada

12. [Variable calculada 12] **Potencia activa inyectada red (P_{TU})**: se refiere a la potencia que no se consume en las cargas, ya que la producción es mayor. La unidad de esta variable es el vatio (W). La **Ec. 22** es la que usa la aplicación para obtenerla.

$$P_{TU} = P_{FU/TU} < 0 \quad \text{Ec. 22}$$

Siendo:

$P_{FU/TU}$: potencia activa que se importa o se inyecta a red. Es negativa si la potencia es inyectada, y positiva si es importada.

13. [Variable calculada 13] **Potencia reactiva inyectada red (Q_{TU})**: es la potencia reactiva que se importa a la red eléctrica, o sea, si el consumo de esta potencia por parte de las cargas es menor a la que se está produciendo, esta se inyecta a la red. La unidad es el Voltio-Amperio reactivo (VAr). El proceso de obtención por parte de la aplicación software es el que se muestra en la **Ec. 23**.

$$Q_{TU} = Q_{FU/TU} < 0 \quad \text{Ec. 23}$$

Siendo:

$Q_{FU/TU}$: potencia reactiva que se importa o se inyecta a red. Es negativa si la potencia es inyectada, y positiva si es importada.

14. [Variable calculada 14] **Kilogramos de CO₂ evitados (Kg CO₂)**: se refiere a la cantidad de dióxido de carbono (CO₂) evitado a la atmosfera gracias a la generación de energía eléctrica de una fuente que no emite CO₂ en su producción, en este caso la energía solar fotovoltaica. Para su cálculo se tiene en cuenta el MIX eléctrico español en el año 2017, y a su vez para la compañía eléctrica ENDESA ENERGÍA S.A., elegida por ser la que más usuarios contiene, y la compañía suministradora de la Universidad de Jaén, a la que el edificio A3 pertenece. El factor MIX 2017 según el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente para Endesa es de **0,39 kg CO₂/kWh** [1]. La unidad es el kilogramo (kg) y la **Ec. 24** es la fórmula aplicada por la aplicación software para su obtención. El valor de kg evitados indica el total desde que se puso en funcionamiento el sistema.

$$\text{kg de CO}_2 = (0,39 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}) \cdot E_{I,p,tot}(\text{kWh}) \quad \text{Ec. 24}$$

Siendo:

$E_{I,p,tot}$: energía activa a la salida del inversor total, es decir, desde la puesta en marcha inicial de la instalación fotovoltaica.

15. [Variable calculada 15] **Temperatura módulo diaria máxima ($T_{m,m\acute{a}x,d\acute{a}i}$)**: indica la temperatura máxima de célula en lo que va de día. La aplicación la obtiene buscando el valor máximo de temperatura diaria en la base de datos (valor medio de cada minuto). La **Ec. 25** muestra como procede para realizar este cálculo. La unidad de esta variable es el grado centígrado (°C).

$$\max(T_m(\Delta t)) \quad \text{Ec. 25}$$

Siendo:

$T_m(\Delta t)$: temperatura de módulo, los datos en el intervalo desde las 00:00 hasta la hora actual de un día concreto.

16. [Variable calculada 16] **Potencia GFV diaria máxima ($P_{A,m\acute{a}x,d\acute{a}i}$)**: es el valor de potencia máxima que ha generado el GFV en lo que va de día. La aplicación software busca el valor máximo de la potencia diaria en la base de datos (valor medio de cada minuto). La **Ec. 26** expone como sería el procedimiento matemático. Esta variable tiene como unidad el vatio (W).

$$\max(P_A(\Delta t))$$

Ec. 26

Siendo:

$P_A(\Delta t)$: potencia del generador fotovoltaico, los datos en el intervalo desde las 00:00 hasta la hora actual de un día concreto.

17. [Variable calculada 17] **Irradiancia ($G_{i,máx,día}$)**: es el valor máximo de irradiancia durante lo que va de día. La aplicación busca el valor máximo de irradiancia diaria en la base de datos (valor medio de cada minuto), tal como se muestra en la **Ec. 27**. Esta variable tiene por unidad el vatio (W).

$$\max(G_i(\Delta t))$$

Ec. 27

Siendo:

$G_i(\Delta t)$: irradiancia, los datos en el intervalo desde las 00:00 hasta la hora actual de un día concreto.

C3 Botón: Información. Al pulsarse se accede a una guía en PDF que engloba toda la información en relación a las variables que se obtienen del sistema fotovoltaico.

3.1.4.2. Ayudas contextuales

Esta ventana tiene como objetivo dar información, por lo que carece de ayudas contextuales.

3.2. Subsistema 2: Generador Fotovoltaico

3.2.1. Pantalla 3: Generador Fotovoltaico

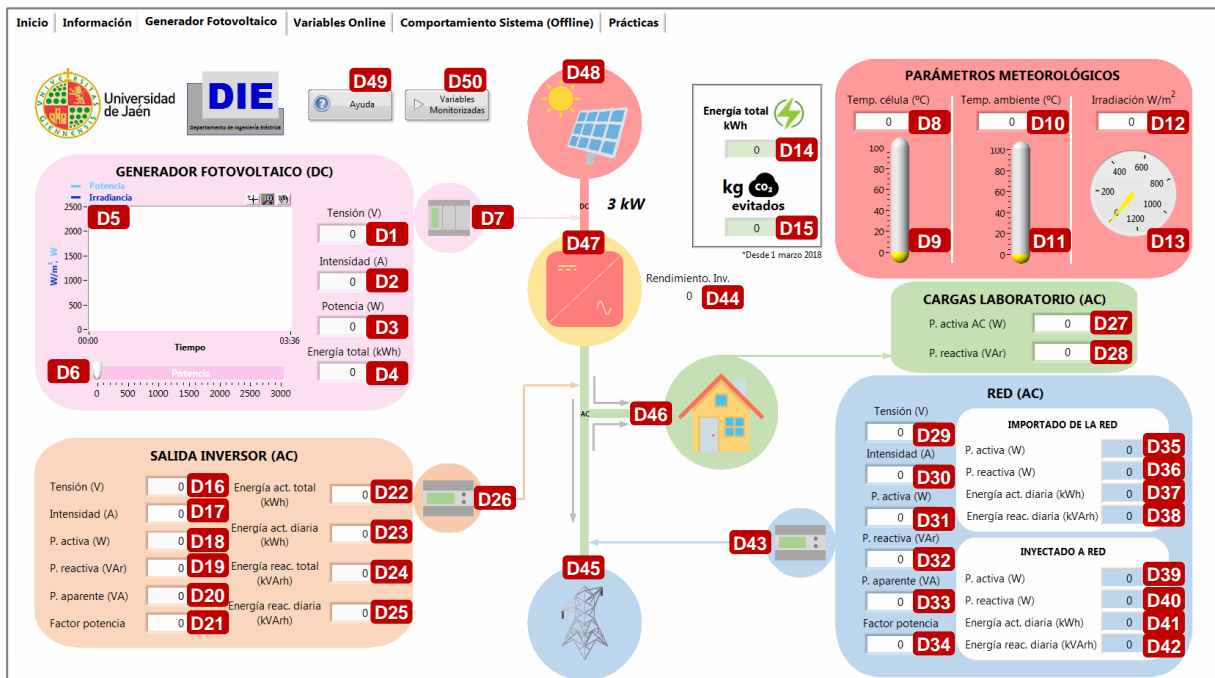


Figura 10: Pantalla 3 (Generador Fotovoltaico)

La pantalla **Generador Fotovoltaico (Figura 10)** es la ventana principal de la aplicación software: **Visualab UJA**, pues muestra todos los valores de la monitorización, tanto las variables medidas como

las calculadas¹. Esa pantalla es la monitorización del sistema fotovoltaico propiamente dicha, pero que se complementa con más pantallas y más recursos para ofrecer una experiencia más completa al usuario.

Los parámetros que se muestran están organizados en cinco bloques: Generador Fotovoltaico (DC), Parámetros Meteorológicos, Salida Inversor (AC), Cargas (AC) y Red (DC). Cada bloque muestra datos en tiempo real (cada 1 segundo) que se miden en distintos puntos de la instalación, los cuales son señalados con una flecha. El diagrama de la instalación ha sido diseñado en un estilo *Material Design*.

Además, puede acceder a distintas ayudas contextuales, la de la pantalla general, desde el botón **Ayuda**, o la que se incluye de cada elemento de la instalación, para ello se pulsa sobre cualquier elemento del esquema y se lanza dicha ayuda.

A continuación, se describen todos y cada uno de los elementos que forman la pantalla.

3.2.1.1. Descripción de los elementos de la pantalla

D1 Variable Medida: Tensión GFV. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 1 (pág. 13) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D2 Variable Medida: Intensidad GFV. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 2 (pág. 13) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D3 Variable Medida: Potencia GFV. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 3 (pág. 13) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D4 Variable Medida: Energía Total GFV. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 4 (pág. 14) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D5 Gráfico: Potencia Vs Irradiancia. Muestra gráficamente la evolución durante el día de dos variables del generador, la potencia y la irradiancia. La utilidad de este gráfico es poder seguir la evolución de estas dos variables tan significativas, sin necesidad de cambiar de pantalla. Puede servir sobre todo para tener una referencia de si el funcionamiento es correcto, pues ambas gráficas deben ser muy similares en su forma.

La potencia es representada por el gráfico de color azul claro, cuya unidad es el W, en cambio, la irradiancia es el gráfico de color azul oscuro, con unidad de W/m².

D6 Variable Medida: Potencia GFV. Muestra el mismo valor que **D3** pero en forma de barra, para ser más intuitivo y visual. Es a tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D7 Icono: Medidor de String. Representa el equipo de monitorización encargado de la monitorización de los parámetros eléctricos del generador y de las variables meteorológicas. Pulsando sobre él se accede a la ayuda contextual sobre este elemento (modelo, características...).

D8 Variable medida: Temperatura de célula. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 6 (pág.14) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

¹ Los valores medidos son obtenidos directamente de los equipos de monitorización, en cambio los valores calculados son aquellos que resultan de operar con los valores medidos. Las variables medidas se almacenan en la base de datos, las calculadas no.

D9 Variable medida: *Temperatura de célula*. Muestra el mismo valor que **D8** pero en forma de termómetro. De esta forma es más fácil observar la temperatura. Es a tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D10 Variable medida: *Temperatura ambiente*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 5 (pág. 14) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D11 Variable medida: *Temperatura ambiente*. Muestra el mismo valor que **D10** pero en forma de termómetro. De esta forma es más fácil observar la temperatura. Es a tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D12 Variable medida: *Irradiancia*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 7 (pág. 14) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D13 Variable medida: *Irradiancia*. Muestra el valor de **D12** en forma de gráfico circular con aguja, el cual ayuda a observar más fácilmente el dato. Es a tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D14 Variable medida: *Energía total producida*. Coincide con el valor de la energía activa total a la salida del inversor, se considera esta energía pues es la verdaderamente útil y aprovechable. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 14 (pág. 16) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D15 Variable calculada: *CO₂ evitado*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 14 (pág. 21) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D16 Variable medida: *Tensión INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 8 (pág. 14) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D17 Variable medida: *Intensidad INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 9 (pág. 15) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D18 Variable medida: *Potencia activa INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 10 (pág. 15) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D19 Variable medida: *Potencia reactiva INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 11 (pág. 15) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D20 Variable medida: *Potencia Aparente INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 12 (pág. 15) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D21 Variable medida: *Factor de potencia INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 13 (pág. 16) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D22 Variable medida: *Energía activa total INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 14 (pág. 16) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D23 Variable medida: *Energía activa diaria INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 8 (pág. 20) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D24 Variable calculada: *Energía reactiva total INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 15 (pág. 16) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D25 Variable calculada: *Energía reactiva diaria INV*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 9 (pág. 20) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D26 Icono: *Medidor Energía inversor*. Representa el equipo de monitorización encargado de la de la medida de los parámetros eléctricos a la salida del inversor. Pulsando sobre él se accede a la ayuda contextual sobre este elemento (modelo, características...).

D27 Variable calculada: *Potencia activa CARGA*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 1 (pág. 18) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D28 Variable calculada: *Potencia reactiva CARGA*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 2 (pág. 18) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D29 Variable medida: *Tensión RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 16 (pág. 16) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D30 Variable medida: *Intensidad RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 17 (pág. 17) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D31 Variable medida: *Potencia activa RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 18 (pág. 17) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D32 Variable medida: *Potencia reactiva RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 19 (pág. 17) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D33 Variable medida: *Potencia Aparente RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 20 (pág. 17) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D34 Variable medida: *Factor de potencia RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable medida Índice 21 (pág. 17) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D35 Variable calculada: *Potencia activa importada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 10 (pág. 20) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D36 Variable calculada: *Potencia reactiva importada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 11 (pág. 20) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D37 Variable calculada: *Energía activa diaria importada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 6 (pág. 19) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D38 Variable calculada: *Energía reactiva diaria importada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 7 (pág. 19) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D39 Variable calculada: *Potencia activa inyectada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 12 (pág. 20) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D40 Variable calculada: *Potencia reactiva inyectada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 13 (pág. 21) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D41 Variable calculada: *Energía activa diaria inyectada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 4 (pág. 1919) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D42 Variable calculada: *Energía reactiva diaria inyectada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 5 (pág. 19) del apartado 3.1.4.1**. Valor en tiempo real, se actualiza cada 1 segundo.

D43 Icono: *Medidor Energía red*. Representa el equipo de monitorización encargado de analizar el punto de conexión con la red eléctrica. Pulsando sobre él se accede a la **ayuda contextual** sobre este elemento (modelo, características...).

D44 Variable calculada: *Eficiencia inversor. Energía reactiva diaria inyectada RED*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 3 (pág. 19) del apartado 3.1.4.1**. El valor se actualiza cada 1 minuto.

D45 Icono: *Conexión red eléctrica*. Representa la conexión con la red de la instalación fotovoltaica. Pulsando sobre él se accede a la **ayuda contextual** sobre este elemento.

D46 Icono: *Cargas*. Representa las cargas que pueden conectarse al sistema fotovoltaico conectado a red en los puntos destinados para esa función. Pulsando sobre él se accede a la **ayuda contextual** sobre este elemento.

D47 Icono: *Inversor*. Representa el inversor de la instalación fotovoltaica. Pulsando sobre él se accede a la **ayuda contextual** sobre este elemento (modelo, características...).

D48 Icono: *Generador fotovoltaico*. Representa el generador de 3 kW de la instalación fotovoltaica. Pulsando sobre él se accede a la **ayuda contextual** sobre este elemento (modelo, características...).

D49 Botón: *Ayuda*. Al pulsar sobre este botón se abre una ventana emergente con la **ayuda contextual** que aparece en el apartado 3.2.1.2 – (**Figura 11**).

D50 Botón: *Variables monitorizadas*. Ídem **A7 (pág. 11)**.

3.2.1.2. Ayudas contextuales

Esta ventana emergente incluye una ayuda contextual (**Figura 11**), que informa sobre cómo proceder en esta pantalla: **Generador Fotovoltaico**.

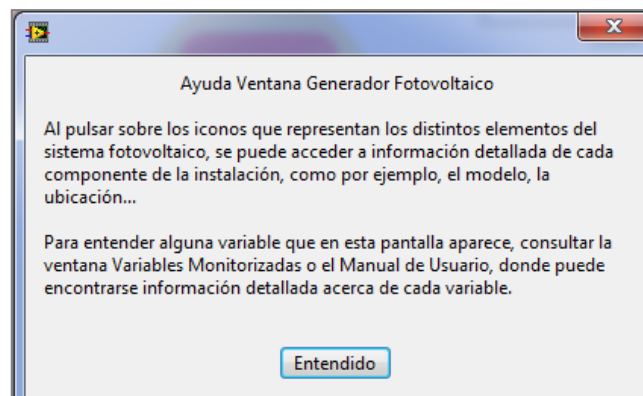


Figura 11: Ayuda contextual ventana Generador Fotovoltaico

Además de esta ayuda general de la ventana, se tienen 7 ayudas contextuales más, una por cada elemento del esquema de la instalación. Pulsando una vez sobre cada uno de los elementos se accede a la información individual de cada uno, datos técnicos, modelos, etc.

3.2.2. Pantalla 4: Variables Online

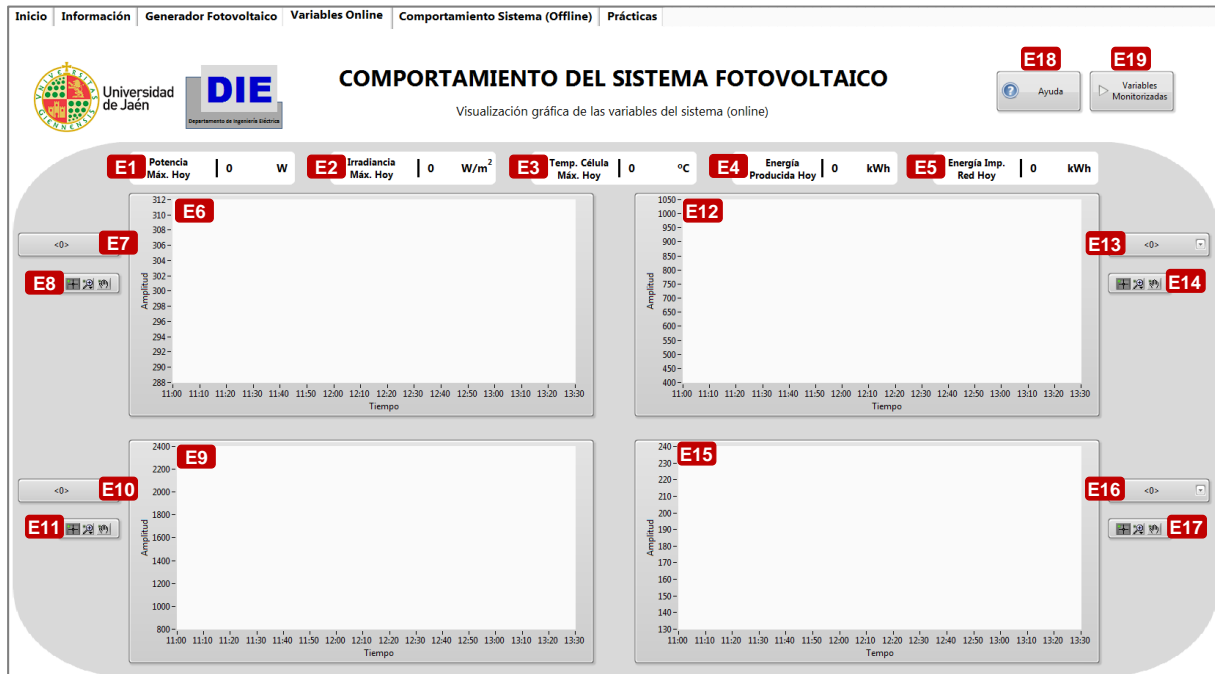


Figura 12: Pantalla 4 (Variables Online)

La ventana de **Variables Online** (Figura 12) muestra la evolución en tiempo real² de las variables que el usuario elija, hasta 4 diferentes al mismo tiempo. Desde el menú desplegable de cada visualizador, se pueden seleccionar las variables deseadas, hay 25 variables del sistema. Para la elección de que variable escoger o para mayor comodidad en la búsqueda, es útil consultar la ventana **Variables del Sistema** pulsando sobre el botón Variables Monitorizada.

Además, en esta ventana pueden observarse valores característicos de la instalación fotovoltaica en lo que va de día, como valores máximos de distintas magnitudes, las cuales son variables calculadas por la aplicación software.

Recordar que las variables medidas son las que se obtienen directamente de los equipos de monitorización, las cuales también se guardan en la base de datos, y las variables calculadas son aquellas que se obtienen a partir de las variables medidas tras el procesamiento por parte de la aplicación.

En esta ventana se permite interactuar con las gráficas, usando controles básicos como zoom, movimientos, exportación de datos o el uso de cursores para un análisis más profundo sobre las variables que se hayan seleccionado.

Seguidamente se explican todos y cada uno de los elementos que forman parte de esta ventana de la aplicación **Visualab UJA**.

² La gráfica se refresca cada minuto con el valor característico de la magnitud durante ese minuto, media aritmética de los valores.

3.2.2.1. Descripción de los elementos de la pantalla

E1 Variable calculada: *Potencia máxima hoy*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 16 (pág. 21) del apartado 3.1.4.1**. Se actualiza cada minuto, pues es resultado de la búsqueda en la base de datos, que contiene el valor medio de la potencia del GFV cada minuto.

E2 Variable calculada: *Irradiancia máxima hoy*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 17 (pág.22) del apartado 3.1.4.1**. Se actualiza cada minuto, pues es resultado de la búsqueda en la base de datos, que contiene el valor medio de la irradiancia cada minuto.

E3 Variable calculada: *Temperatura célula máxima hoy*. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 15 (pág. 21) del apartado 3.1.4.1**. Se actualiza cada minuto, pues es resultado de la búsqueda en la base de datos, que contiene el valor medio de la temperatura de célula cada minuto.

E4 Variable medida: *Energía producida hoy*. Es la energía activa diaria a la salida del inversor, la explicación de esta variable es la de la **variable calculada 8 (pág. 20) del apartado 3.1.4.1**. Se actualiza cada 1 segundo.

E5 Variable medida: *Energía importada red hoy*. Es la energía activa diaria importada de la red. La explicación de esta variable es la de la **variable calculada 6 (pág. 19) del apartado 3.1.4.1**. Se actualiza cada 1 segundo.

E6 Gráfico: *Gráfico 1*. Ventana donde puede observarse la evolución a tiempo real de la variable seleccionada (actualización cada minuto, con el valor medio de la variable), desde aquí también se exportan los datos (ver Procedimiento 1: Exportación de datos), se puede hacer uso de los cursores (ver Procedimiento 2: Uso de cursores) o uso de controles de zoom y desplazamiento. El eje de abscisas es el eje temporal, se muestra en horas (desde las 00:00 a las 23:59). El eje de ordenadas en el origen, es la amplitud o valor de la magnitud, se muestra en el rango correspondiente a cada variable, para conocer la unidad puede consultarse este manual o en el menú desplegable correspondiente, al lado de la variable se muestran las unidades.

- ✓ (1) Tensión Gen. DC [V]
- (2) Intensidad Gen. DC [A]
- (3) Potencia Gen. DC [W]
- (4) Energía Act. Gen. [kWh]
- (5) Temp. Ambiente [°C]
- (6) Temp. Célula [°C]
- (7) Irradiancia [W/m2]
- (8) Tensión Inv. [V]
- (9) Intensidad Inv. AC [A]
- (10) Pot. Activa Inv. AC [W]
- (11) Pot. Reactiva Inv. AC [VAr]
- (12) Pot. Aparente Inv. AC [VA]
- (13) Factor Potencia Inv.
- (14) Energía Activa Inv. [kWh]
- (15) Energía Reactiva Inv. [kVArh]
- (16) Tensión Red AC [V]
- (17) Intensidad Red AC [A]
- (18) Pot. Activa Red AC [W]
- (19) Pot. Reactiva Red AC [VAr]
- (20) Pot. Aparente Red AC [VA]
- (21) Factor Potencia Red
- (22) Energía Act. Red Imp. [kWh]
- (23) Energía Act. Red Iny. [kWh]
- (24) Energía React. Red Imp. [kVArh]
- (25) Energía React. Red Iny. [kVArh]

E7 Menú desplegable: Selección de variable 1.

Al pulsar sobre la flecha del menú se despliega la lista que se muestra en la **Figura 13**. Este menú incluye las 25 variables que son almacenadas en la base de datos, y por consiguiente que también pueden verse en tiempo real². Para una mayor comodidad en la búsqueda de la variable a seleccionar puede optarse por consultar la ventana **Variables del Sistema**, accediendo desde el botón **E19** de esta ventana. Al abrirse dicha ventana puede observarse un esquema de la instalación, y en cada punto puede verse que variables son medidas, estas variables tienen un índice numérico a su izquierda, el cual se corresponde con el índice numérico entre paréntesis que en el menú desplegable se muestra al lado de cada variable.

Como bien puede observarse a la derecha de cada variable en la lista, entre corchetes, se indica la unidad de la variable, es decir, la amplitud del eje de ordenadas tendrá dichas unidades.

Al seleccionar la variable automáticamente se observa en el gráfico correspondiente.

Figura 13: Menú desplegable para seleccionar variable

E8 Control gráfico: *Control gráfico 1.* Para poder realizar funciones básicas con el gráfico, para hacer zoom o desplazar la gráfica se usa el control que se ve en la **Figura 14** [2]. El control de gráfico (**Figura 14**) tiene tres elementos, el de la izquierda es para el uso de cursores (ver Procedimiento 2: Uso de cursores). El elemento de la derecha sirve para desplazar la gráfica, por ejemplo, una vez que se ha aplicado un zoom y queremos ir moviendo la gráfica. Por último, el elemento del centro es utilizado para los controles del zoom, si se pulsa sobre él, se despliega un menú como en la **Figura 15**. En él hay 6 elementos a seleccionar:



Figura 15: Control gráfico

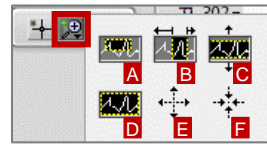


Figura 14: Control zoom gráfico

- Control A: para ampliar una zona determinada de la gráfica, concretamente el área que se selecciona con el cursor, en forma de rectángulo.
- Control B: para hacer zoom sobre un área del gráfico, pero limitado en una región de tiempo, dejando la amplitud tal como estaba en el estado anterior.
- Control C: amplía una zona del gráfico, pero limitando el rango de amplitud, dejando el rango de tiempo como en el estado anterior.
- Control D: vuelve los ejes al rango automático.
- Control E: ampliar la gráfica en un punto dejando el mouse pulsado sobre un punto.
- Control F: aleja la gráfica desde un punto manteniendo el mouse pulsado sobre un punto.

E9 Gráfico: *Gráfico 2.* Ídem **E6 (pág. 28)**.

E10 Menú desplegable: *Selección de variable 2.* Ídem **E7 (pág. 28)**, pero para la selección de la variable del gráfico 2.

E11 Control gráfico: *Control gráfico 2.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 2.

E12 Gráfico: *Gráfico 3.* Ídem **E6 (pág. 28)**.

E13 Menú desplegable: *Selección de variable 3.* Ídem **E7 (pág. 28)**, pero para la selección de la variable del gráfico 3.

E14 Control gráfico: *Control gráfico 3.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 3.

E15 Gráfico: *Gráfico 4.* Ídem **E6 (pág. 28)**.

E16 Menú desplegable: *Selección de variable 4.* Ídem **E7 (pág. 28)**, pero para la selección de la variable del gráfico 4.

E17 Control gráfico: *Control gráfico 4.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 4.

E18 Botón: *Ayuda.* Al pulsar sobre el botón se abre una ventana emergente con la **ayuda contextual** de la ventana que aparece en el apartado 3.2.2.2 - **Figura 16**.

E19 Botón: *Variables monitorizadas.* Ídem **A7 (pág. 11)**.

3.2.2.2. Ayudas contextuales

Esta ventana de ayuda pretende explicar de forma rápida como proceder en esta ventana a la hora de observar las gráficas y seleccionar las variables. Además, se explica resumidamente como se

exportan datos para para analizarlos en otra aplicación (ver Procedimiento 1: Exportación de datos), y alguna información importante de cómo funciona esta ventana.

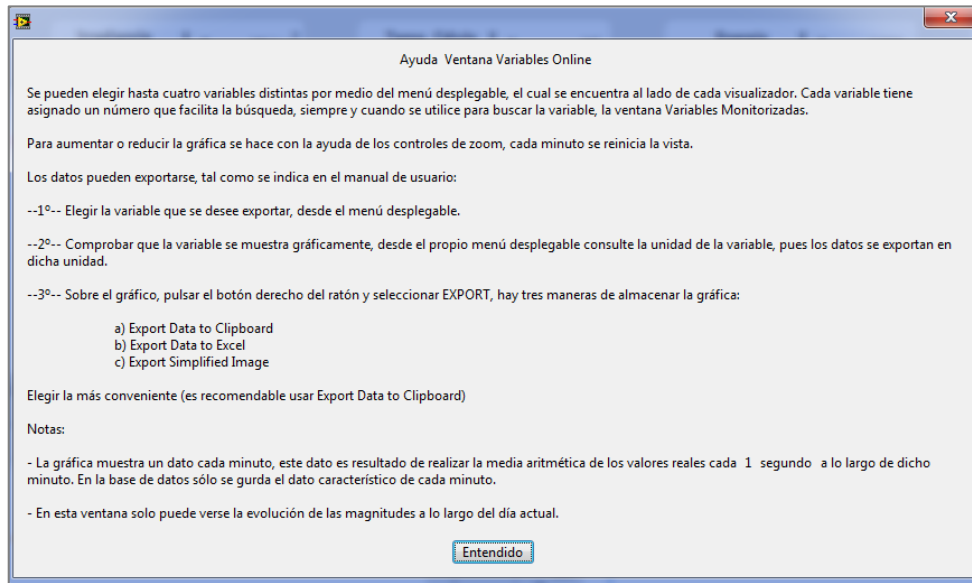


Figura 16: Ayuda contextual ventana Variables Online

3.3. Subsistema 3: Histórico

3.3.1. Pantalla 5: Comportamiento Sistema (Offline)

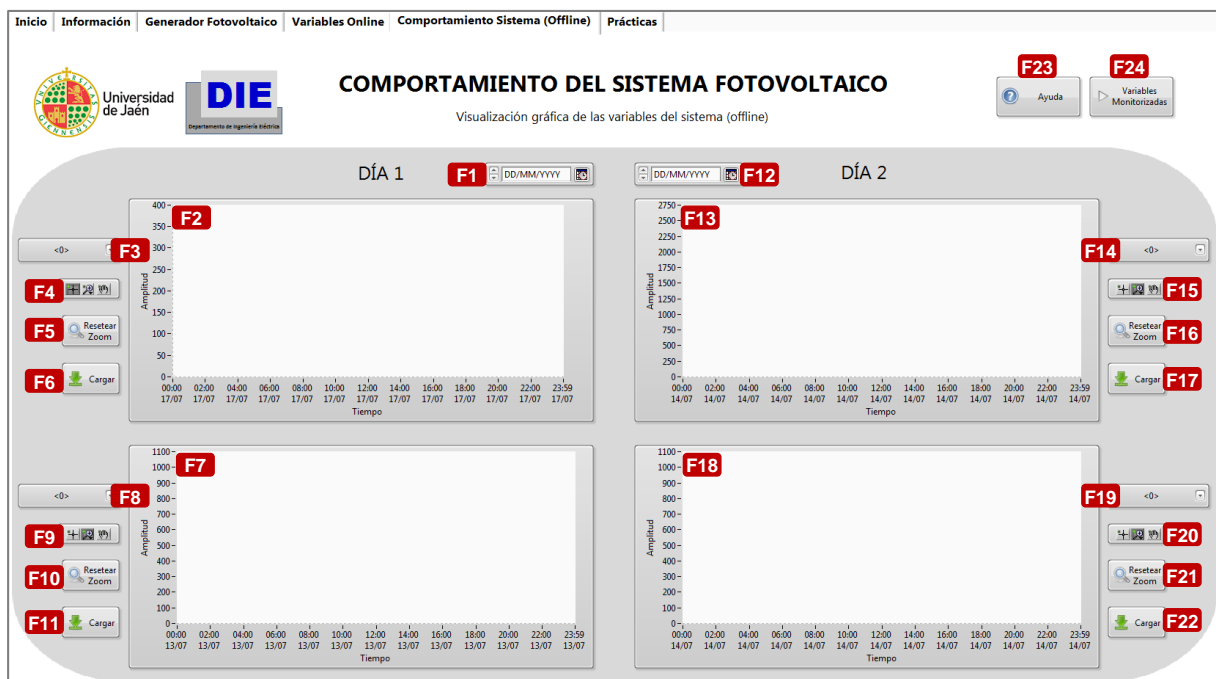


Figura 17: Pantalla 5 (Comportamiento Sistema (Offline))

La ventana **Comportamiento Sistema (Offline)** (Figura 17) es la única que forma parte del subsistema 3: histórico. Esta ventana tiene como principal funcionalidad recuperar los datos de la base de datos en tiempos anteriores al día presente. La recuperación de datos y la utilidad de estos depende del objetivo que se persiga.

En esta ventana pueden observarse al mismo tiempo hasta 2 variables de 2 días distintos, estas variables se seleccionan desde el menú desplegable de cada gráfico, el cual incluye 25 variables distintas, que son las que se almacenan en la base de datos. Cada gráfico incluye controles básicos como zoom, desplazamientos o el uso de cursores (ver Procedimiento 2: Uso de cursores). Además, de poder observarse el comportamiento de una determinada variable en esta ventana, los datos pueden exportarse desde esta ventana (ver Procedimiento 1: Exportación de datos) para un posterior análisis en una aplicación de procesamiento de datos.

Como se ha dicho, el objetivo del uso de datos hará que se analice de una manera u otra, las variables que se escojan, etc. Por ejemplo, para la realización de prácticas, por interés, para detectar fallos, para establecer comparaciones, o para realizar estudios de investigación, entre otros.

Esta ventana es exclusivamente para la consulta de días anteriores al actual, en el caso de elegir el día actual, aparecerá una ventana de aviso indicando que, si se desea ver el día de hoy, se acceda a la ventana **Variables Online**.

En el caso de que el día elegido no contenga ningún dato (sucede si se ha dejado el equipo apagado durante ese día) aparecerá un aviso indicando que debe escogerse otro día, ya que el elegido no aparece en la base de datos.

3.3.1.1. Descripción de los elementos de la pantalla

F1 Calendario: Selección fecha día 1. Al pulsar sobre la flecha se expande un calendario, sobre el cual puede seleccionarse un día, este será el día de los datos para el gráfico 1 y el gráfico 2.

F2 Gráfico: *Gráfico 1 del día 1.* Ventana donde puede observarse la evolución de la variable seleccionada para el día elegido en el calendario **F1** (contendrá 1440 datos en intervalos de 1 minuto, el dato es la media de los valores adquiridos durante un minuto), desde aquí también se exportan los datos (ver Procedimiento 1: Exportación de datos), se puede hacer uso de los cursores (ver Procedimiento 2: Uso de cursores) o uso de controles de zoom y desplazamiento. El eje de abscisas es el eje temporal, se muestra en horas (desde las 00:00 a las 23:59). El eje de ordenadas en el origen, es la amplitud o valor de la magnitud, se muestra en el rango correspondiente a cada variable, para conocer la unidad puede consultarse este manual o en el menú desplegable correspondiente, al lado de la variable se muestran las unidades.



Figura 18: Menú desplegable para seleccionar variable

F3 Menú desplegable: Selección de variable 1 del día 1.

Al pulsar sobre la flecha del menú se despliega la lista que se muestra en la **Figura 18**. Este menú incluye las 25 variables que son almacenadas en la base de datos. Para una mayor comodidad en la búsqueda de la variable a seleccionar puede optarse por consultar la ventana **Variables del Sistema**, accediendo desde el botón **F24** de esta ventana. Al abrirse dicha ventana puede observarse un esquema de la instalación, y en cada punto puede verse que variables son medidas, estas variables tienen un índice numérico a su izquierda, el cual se corresponde con el índice numérico entre paréntesis que en el menú desplegable se muestra al lado de cada variable.

Como bien puede observarse a la derecha de cada variable en la lista, entre corchetes, se indica la unidad de la variable, es decir, la amplitud del eje de ordenadas tendrá dichas unidades.

Una vez se selecciona la variable es necesario pulsar en el botón Cargar **F6** para que la variable aparezca en el gráfico.

F4 Control gráfico: *Control gráfico 1 del día 1.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 1 del día 1 de esta ventana.

F5 Botón: *Zoom gráfico 1 del día 1.* Se pulsa cuando la gráfica ha sido manipulada con controles zoom y se desea volver al estado original rápidamente, amplitud automática y eje de tiempo desde las 00:00 a las 23:59.

F6 Botón: *Cargar variable gráfico 1 del día 1.* Una vez se ha seleccionado la variable y el día deseado, se pulsa en este botón para que aparezca la variable en el gráfico correspondiente (en este caso el gráfico 1).

F7 Gráfico: *Gráfico 2 del día 1.* Ídem **F2 (pág. 31)**, pero para el gráfico 2 del día 1.

F8 Menú desplegable: *Selección de variable 2 del día 1.* Ídem **F3 (pág. 31)**, pero para el gráfico 2 del día 1.

F9 Control gráfico: *Control gráfico 2 del día 1.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 2 del día 1 de esta ventana.

F10 Botón: *Zoom gráfico 2 del día 1.* Ídem **F5 (pág. 32)**, pero para el gráfico 2 del día 1.

F11 Botón: *Cargar variable gráfico 2 del día 1.* Ídem **F6 (pág. 32)**, pero para el gráfico 2 del día 1.

F12 Calendario: *Selección fecha día 2.* Ídem **F1 (pág. 31)**, pero para el día 1.

F13 Gráfico: *Gráfico 1 del día 2.* Ídem **F2 (pág. 31)**, pero para el gráfico 1 del día 2.

F14 Menú desplegable: *Selección de variable 1 del día 2.* Ídem **F3 (pág. 31)**, pero para el gráfico 1 del día 2.

F15 Control gráfico: *Control gráfico 1 del día 2.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 1 del día 2 de esta ventana.

F16 Botón: *Zoom gráfico 1 del día 2* Ídem **F5 (pág. 32)**, pero para el gráfico 1 del día 2.

F17 Botón: *Cargar variable gráfico 1 del día 2.* Ídem **F6 (pág. 32)**, pero para el gráfico 1 del día 2.

F18 Gráfico: *Gráfico 2 del día 2.* Ídem **F2 (pág. 31)**, pero para el gráfico 2 del día 2.

F19 Menú desplegable: *Selección de variable 2 del día 2.* Ídem **F3 (pág. 31)**, pero para el gráfico 2 del día 2.

F20 Control gráfico: *Control gráfico 2 del día 2.* Ídem **E8 (pág. 29)**, pero para el control del gráfico 2 del día 2 de esta ventana.

F21 Botón: *Zoom gráfico 2 del día 2.* Ídem **F5 (pág. 32)**, pero para el gráfico 2 del día 2.

F22 Botón: *Cargar variable gráfico 2 del día 2.* Ídem **F6 (pág. 32)**, pero para el gráfico 2 del día 2.

F23 Botón: *Ayuda.* Al pulsar sobre el botón se abre una ventana emergente con la **ayuda contextual** de la ventana que aparece en el apartado **3.3.1.2 - Figura 19**.

F24 Botón: *VARIABLES MONITORIZADAS.* Ídem **A7 (pág. 11)**.

3.3.1.2. Ayudas contextuales

En esta ventana de ayuda se explica de forma rápida como proceder en esta ventana a la hora de observar las gráficas y seleccionar las variables. Además, se detalla cómo se exportan datos para para analizarlos en una aplicación de procesamiento de datos (ver Procedimiento 1: Exportación de datos), y alguna información importante de cómo funciona esta ventana.

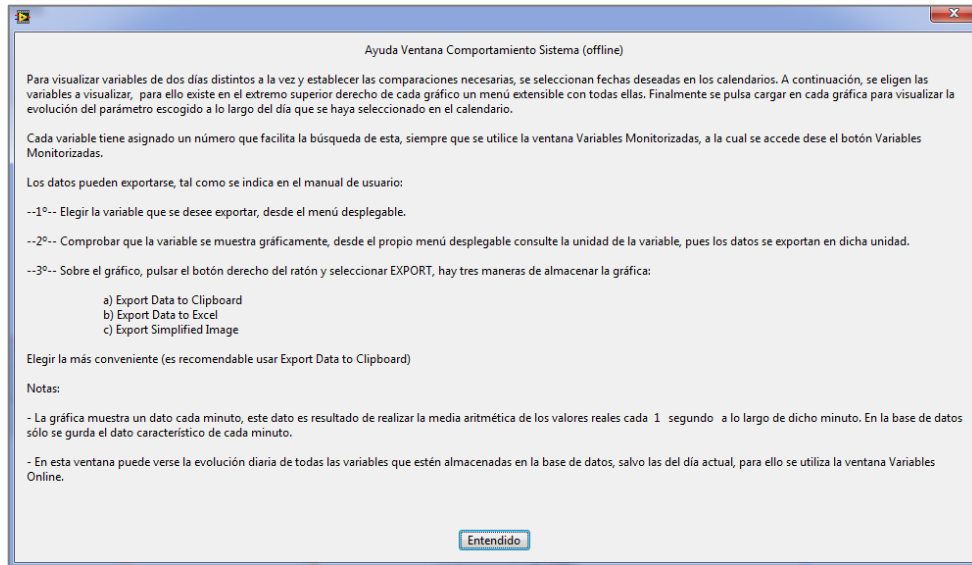


Figura 19: Ayuda contextual ventana Comportamiento Sistema (Offline)

3.4. Subsistema 4: Prácticas

3.4.1. Pantalla 6A: Práctica 1

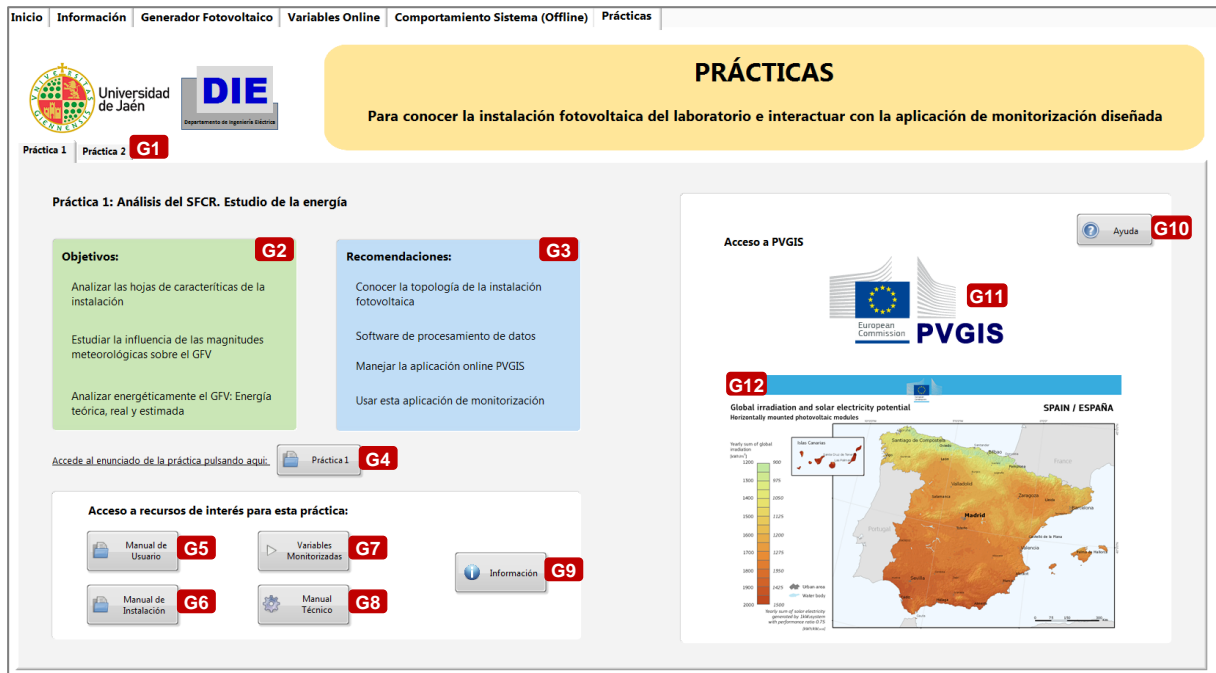


Figura 20: Pantalla 6A (Prácticas: Práctica 1)

La ventana **Prácticas: Práctica 1 (Figura 20)** recoge la información y manuales necesarios para la realización de esta práctica.

En líneas generales la práctica 1 consiste en evaluar cómo afectan los parámetros meteorológicos, la temperatura y la irradiancia al generador fotovoltaico. La otra parte de esta práctica, persigue evaluar el comportamiento energético de la instalación fotovoltaica conectada a red, comparando la energía real, teórica y estimada con el PVGIS.

La pantalla contiene en primer lugar, dos bloques con los objetivos y recomendaciones para realizar esta práctica, seguidamente se dispone del guion de prácticas y de los manuales que serán necesarios para su realización.

En el margen derecho se accede a una ayuda contextual de la ventana y a una imagen del perfil de irradiación solar anual en España según PVGIS.

A continuación, se describen todos los elementos que forman parte de esta ventana Prácticas: Práctica 1.

3.4.1.1. Descripción de los elementos de la pantalla

G1 Botón: *Barra de navegación de prácticas.* Desde esta barra de navegación puede elegirse la práctica a realizar, hay dos opciones: práctica 1 y práctica 2.

G2 Texto: *Objetivos de la práctica 1.* Se destacan los objetivos más importantes que se pretenden alcanzar con la realización de esta práctica.

G3 Texto: *Recomendaciones para la práctica 1.* Se enumeran una serie de recomendaciones que son aconsejable tomar para la realización de esta práctica.

G4 Botón: *Práctica 1.* Se accede al guion de la práctica 1 en PDF.

G5 Botón: *Manual de usuario.* Ídem **A8 (pág. 11).**

G6 Botón: *Manual de instalación.* Ídem **A9 (pág. 11).**

G7 Botón: *Variables monitorizadas.* Ídem **A7 (pág. 11).**

G8 Botón: *Manual técnico.* Ídem **A10 (pág. 11).**

G9 Botón: *Información.* Ídem **A6 (pág. 11).**

G10 Botón: *Ayuda.* Al pulsar sobre el botón se abre una ventana emergente con la **ayuda contextual** de la ventana que aparece en el apartado **3.4.1.2 - Figura 21.**

G11 Imagen: *Acceso a PVGIS.* Al pulsar sobre el logotipo de PVGIS se abre el navegador predeterminado en el ordenador y carga la aplicación web de PVGIS directamente para obtener los datos necesarios para realización de la actividad.

G12 Imagen: *Mapa de irradiación anual de España.* Muestra una imagen de la irradiación global típica anual distribuida por toda la geografía española mediante diferentes colores, la correspondencia de cada color aparece en margen izquierdo de la imagen.

3.4.1.2. Ayudas contextuales

Esta ayuda es compartida para ambas pantallas, explica cómo proceder en la ventana de cada práctica.

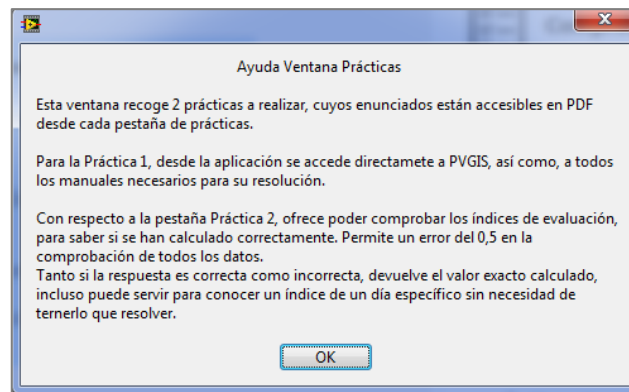


Figura 21: Ayuda contextual ventana Prácticas: Práctica 1

3.4.2. Pantalla 6B: Práctica 2

Figura 22: Pantalla 6B (Prácticas: Práctica 2)

La ventana **Prácticas: Práctica 2** (Figura 22) incluye la información y manuales necesarios para la realización de esta práctica.

La ventana se divide en 3 partes, la primera incluye los objetivos a alcanzar con la realización de esta práctica y las recomendaciones que deberían cumplirse antes de comenzar a realizar la práctica.

La segunda parte incluye el guion de la práctica, además de todos los manuales necesarios para su realización. La práctica 2 tiene como principal objetivo calcular los índices de evaluación que se recogen en la normativa **UNE-EN 61724-1:2017** [3]. Además, se incluyen dos actividades más, una para aplicar el coeficiente de pérdidas del SFCR (PR) a la energía calculada teóricamente y comparar resultados, la otra actividad tiene como objetivo analizar las curvas de producción y consumo.

En la tercera y última parte, se incluye la ayuda contextual de la ventana, además de un solucionador automático de los índices de evaluación. El solucionador es capaz de indicar si el valor introducido para cada uno de los 9 índices es correcto o incorrecto, a través de avisos con ventanas emergentes. Si el valor es incorrecto, además de ponerlo en el aviso, incluye también el resultado

correcto. En la introducción de datos se permite una tolerancia de error del 0,5 con respecto al valor calculado automáticamente por la aplicación. Si el día escogido no tiene los datos completos aparece un aviso indicando que se debe escoger otro día. El separador decimal es la coma.

Seguidamente se explican todos los elementos de esta ventana.

3.4.2.1. Descripción de los elementos de la pantalla

H1 Botón: *Barra de navegación de prácticas.* Ídem **G1 (pág. 34)**.

H2 Texto: *Objetivos de la práctica 2.* Ídem **G2 (pág. 34)**, pero para la práctica 2.

H3 Texto: *Recomendaciones para la práctica 2.* Ídem **G3 (pág. 34)**, pero para la práctica 2.

H4 Botón: *Práctica 2.* Se accede al guion de la práctica 2 en PDF.

H5 Botón: *Manual de usuario.* Ídem **A8 (pág. 11)**.

H6 Botón: *Manual de instalación.* Ídem **A9 (pág. 11)**.

H7 Botón: *Variables monitorizadas.* Ídem **A7 (pág. 11)**.

H8 Botón: *Manual técnico.* Ídem **A10 (pág. 11)**.

H10 Botón: *Documento índices de evaluación de un SFCR.* Se abre el un documento en PDF con la explicación y el cálculo de todos los índices de evaluación: índices de producción, de pérdidas y eficiencias.

H10 Botón: *Información.* Ídem **A6 (pág. 11)**.

H11 Texto: *Comprobador de resultados práctica 2.* En esta área puede comprobarse si los índices calculados son correctos o no. En caso de serlo aparece una ventana emergente indicándolo, si no es correcto se proporciona el valor correcto mediante un mensaje emergente en pantalla.

H12 Botón: *Ayuda.* Al pulsar sobre el botón se abre una ventana emergente con la **ayuda contextual** de la ventana que aparece en el apartado **3.4.2.2 - Figura 23**.

H13. Calendario: *Selector fecha cálculo índices de evaluación.* Pulsando sobre la flecha se extiende un calendario, sobre él debe seleccionarse el día para el que se han calculado los índices. La aplicación calculará los índices para este día, y los resultados que se introduzcan se comparan con los obtenidos por la aplicación.

H14 Cuadro de escritura: *Resultado índice productividad final (Y_f).* En este cuadro de entrada manual se introduce el resultado calculado manualmente para el índice Y_f .

H15 Botón: *Validar resultado índice productividad final (Y_f).* Una vez se ha introducido en el cuadro de escritura el valor calculado para el índice Y_f debe de pulsarse este botón. Acto seguido, aparecerá una ventana emergente, donde se indicará si el valor introducido es correcto o incorrecto, si es incorrecto se muestra en el mensaje el valor correcto, calculado por la aplicación.

H16 Cuadro de escritura: *Resultado índice productividad GFV (Y_A).* Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice Y_A .

H17 Botón: *Validar resultado índice productividad GFV (Y_A).* Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice Y_A .

H18 Cuadro de escritura: *Resultado índice productividad resto sistema (Y_r)*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice Y_r .

H19 Botón: *Validar resultado índice productividad resto sistema (Y_r)*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice Y_r .

H20 Cuadro de escritura: *Resultado índice pérdidas captura GFV (L_c)*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice L_c .

H21 Botón: *Validar resultado índice pérdidas captura GFV (L_c)*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice L_c .

H22 Cuadro de escritura: *Resultado índice pérdidas del resto del sistema (L_{BOS})*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice L_{BOS} .

H23 Botón: *Validar resultado índice pérdidas del resto del sistema (L_{BOS})*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice L_{BOS} .

H24 Cuadro de escritura: *Resultado performance ratio (PR)*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice PR .

H25 Botón: *Validar resultado performance ratio (PR)*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice PR .

H26 Cuadro de escritura: *Resultado eficiencia del resto del sistema (η_{BOS})*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice η_{BOS} .

H27 Botón: *Validar resultado eficiencia del resto del sistema (η_{BOS})*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice η_{BOS} .

H28 Cuadro de escritura: *Resultado eficiencia del GFV (η_A)*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice η_A .

H29 Botón: *Validar resultado eficiencia del GFV (η_A)*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice η_A .

H30 Cuadro de escritura: *Resultado eficiencia final del sistema (η_f)*. Ídem **H14 (pág. 36)**, pero para el índice η_f .

H31 Botón: *Validar resultado eficiencia final del sistema (η_f)*. Ídem **H15 (pág. 36)**, pero para el índice η_f .

3.4.2.2. Ayudas contextuales

Ayuda que común que explica cómo se debe proceder en las ventanas de prácticas.

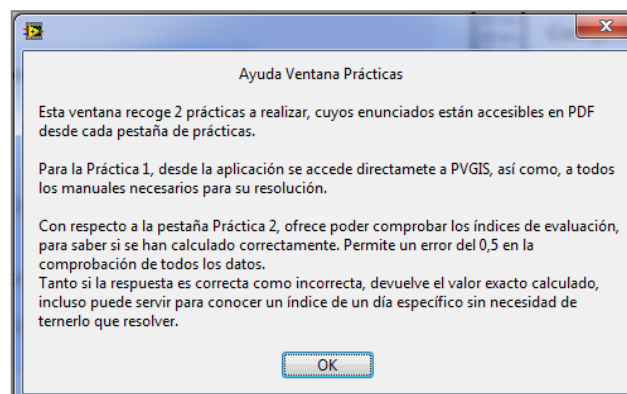


Figura 23: Ayuda contextual ventana Prácticas: Práctica 2

4. PROCEDIMIENTOS TÍPICOS

En este apartado se presentan una serie de procedimientos que son muy comunes realizarlos en el software **Visualab UJA**. Estos procedimientos explicados sirven para poder realizar tareas.

4.1. Procedimiento 1: Exportación de datos



Figura 24: Procedimiento de exportación de datos

En este procedimiento se explica cómo pueden exportarse los datos de una variable concreta de un día seleccionado.

La exportación de datos permitirá tener el comportamiento de hasta 25 variables distintas durante el día que se desee. Al ser los datos de la base de datos, como se ha explicado a lo largo de este manual, contiene los datos cada minuto, el cual es la media aritmética de los valores adquiridos durante ese minuto, siendo el muestreo cada segundo.

Para exportar los datos de un día concreto de una cierta variable se sigue el siguiente procedimiento:

1. Primeramente, visualizar en el gráfico que se desee la variable que se quiera y el día.
2. Una vez se tenga en el gráfico la variable que desea exportar, pulsar con botón derecho del ratón sobre el gráfico, aparece un submenú como en la **Figura 24**, en la penúltima opción situarse sobre *Export*, seguidamente aparece otro submenú.
3. Una vez tena desplegado como en la **Figura 24** aparecen 3 opciones:
 - *Export Data To Clipboard: los datos quedan copiados en el portapapeles, de esta manera pueden pegarse cómodamente en la aplicación que se desee.
 - *Export Data To Excel: los datos se exportan directamente a Excel, se abre automáticamente con los datos exportados.
 - *Export Simplified Image: se exporta el gráfico en forma de imagen para insertarlo en trabajos o presentaciones, pero no se tienen los valores numéricos.
4. Escoger la opción que más se acerque a la pretensión inicial, la más recomendable es Export Data To Clipboard, ya que puede trasladar los datos a cualquier aplicación con solo pulsar ctrl+v o pegar.

El procedimiento es útil tanto para exportar los datos de días completos, parte de un día, así como, en la ventana Variables Online donde se podrá exportar la evolución de la variable durante el tiempo transcurrido de día,

4.2. Procedimiento 2: Uso de cursores

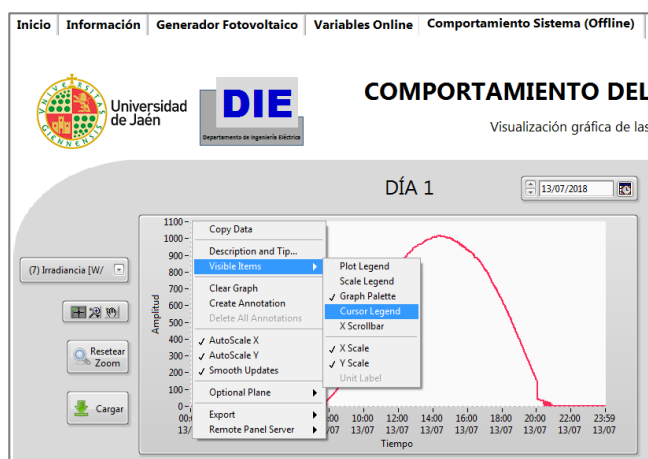


Figura 25: Procedimiento mostrar menú cursores

Este procedimiento tiene como objetivo aprender a usar los cursores con los gráficos de la aplicación. De esta manera podrán conocerse valores numéricos concretos de las gráficas.

En primer lugar, debe mostrarse la leyenda de los cursores, la cual no aparece por defecto ya que quita visibilidad a la hora de observar el comportamiento de las variables. Para ello, debe pulsarse con el botón derecho sobre el gráfico en el que se desea usar cursores.

Posicionarse sobre Visible Items, y parece un submenú (Figura 25), pulsar sobre *Cursor Legend*.

Una vez se haya realizado este paso, aparece la leyenda del cursor, como en la Figura 26. En la cual se pueden ver unas líneas discontinuas las cuales se desplaza por los puntos de la gráfica, y así, puede verse el valor de la amplitud y de la hora.

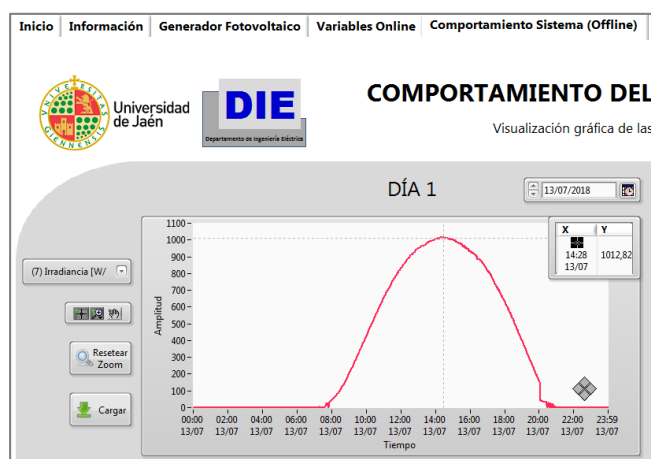


Figura 26: Procedimiento menú cursor

El procedimiento es útil tanto para exportar los datos de días completos, parte de un día, o en la ventana Variables Online donde se podrá analizar el comportamiento en lo que lleva de día.

4.3. Procedimiento 3: Comprobación de datos completos

En la mayoría de ocasiones es necesario tener datos de días completos, por ejemplo, en el caso de las prácticas es necesario a la hora del cálculo de las distintas magnitudes que se piden.

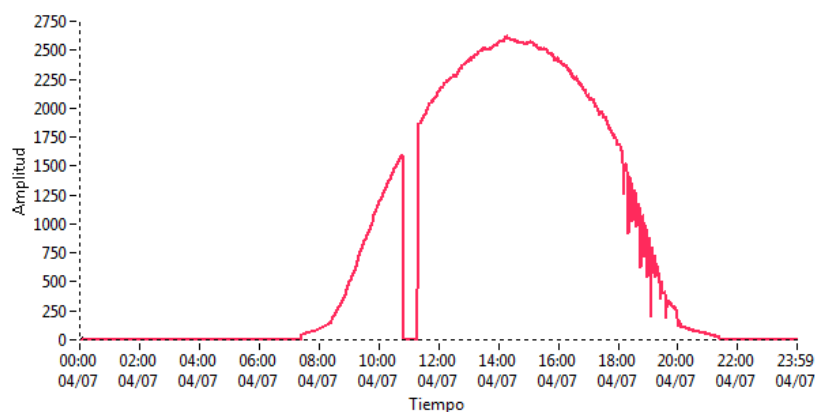


Figura 27: Gráfica de potencia para un día con datos incompletos

Para realizar la comprobación, puede optarse por varios métodos, el primero de ellos, es el visual y es que comprobando a simple vista la gráfica, como en la Figura 27, puede verse que durante un tiempo el sistema ha estado paralizado.

Aunque el mejor método, siendo el más seguro y

efectivo, es exportar los datos de las gráficas, añadirlos en un procesador de datos como Excel, y comprobar que existen 1440 filas de datos (de las 00:00 a las 23:59), lo cual se obtiene con la **Ec. 28**.

$$n^{\circ} \text{ de datos al día} = 1 \frac{\text{dato}}{\text{min}} \cdot 1440 \frac{\text{min}}{\text{día}} = 1440 \frac{\text{datos}}{\text{día}} \quad \text{Ec. 28}$$

En el caso del comprobador automático de los índices de evaluación, si un día no contiene datos completos del principio o el final no se permite el cálculo, ya que con los de los extremos si se puede operar en ocasiones cuando lo que se necesita es la energía, ya que esta es acumulativa.

4.4. Procedimiento 4: Conocer índices de evaluación para un día monitorizado

En el apartado 3.4.2 Pantalla 6B: Práctica 2 se explica cómo funciona el comprobador de los índices de evaluación que se deben calcular para esa práctica.

Si se desea conocer los índices o algún índice, pero sin realizar el cálculo manual, se puede aprovechar el hecho de que cuando el resultado es incorrecto se devuelve el valor correcto en una ventana emergente. Es decir, con tal sólo darle a validar, y en el cuadro de texto dejar el 0 por defecto, por ejemplo, ya se puede conocer el valor de índice deseado.

Es por esto que este comprobador tiene una dualidad, una que sirve para comprobar los índices y otra para averiguarlos.

4.5. Procedimiento 5: Nociones básicas sobre la base de datos

La base de datos en la que se almacenan los datos de la monitorización, está compuesta por la evolución en el tiempo de 25 variables medidas. Los datos se almacenan en hojas de textos (.txt) por días, que a su vez se organizan en carpetas por meses y estas a su vez por años.

El dato que se guarda cada minuto corresponde a la media aritmética de todos los valores de una determinada magnitud que se adquiere durante ese minuto (tiempo de muestreo de los equipos de monitorización: 1 segundo). Los datos que se guardan a los 00 segundos de cada minuto es la media del minuto anterior, es decir, por ejemplo, a los datos adquiridos entre las 10:00:00 y las 10:00:59 se realiza su media aritmética, y se almacena en el minuto 10:01:00.

El archivo de cada día está compuesto por 26 columnas, la primera la del tiempo y las 25 restantes las de las variables. Normalmente debe haber 1440 filas, que corresponde a los minutos que tiene un día, serán menos si se detiene la ejecución o se apaga el PC.

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda																						
00:00	0,000000	0,000000			24,539091	23,357273	0,000000	239,130909	0,057391	-1,757273	13,493636	13,667273														
00:01	0,000000	0,000000			24,400000	23,300000	0,000000	239,096330	0,057413	-1,822936	13,474312	13,646789														
00:02	0,000000	0,000000			24,400000	23,300000	0,000000	238,763636	0,057327	-1,808182	13,467273	13,636364														
00:03	0,000000	0,000000			24,445872	23,374312	0,000000	238,604587	0,057220	-1,722936	13,475229	13,645872														
00:04	0,000000	0,000000			24,372727	23,400000	0,000000	238,430600	0,057109	-1,877273	13,394545	13,568182														
00:05	0,000000	0,000000			24,282569	23,390826	0,000000	238,266972	0,057248	-1,794495	13,427523	13,608257														
00:06	0,000000	0,000000			24,221818	23,331818	0,000000	238,009091	0,056882	-1,743636	13,347273	13,522727														
00:07	0,000000	0,000000			24,232110	23,300000	0,000000	237,883486	0,057009	-1,787156	13,321101	13,492661														
00:08	0,000000	0,000000			24,268182	23,300000	0,000000	237,670000	0,056845	-1,780000	13,301818	13,478182														
00:09	0,000000	0,000000			24,300000	23,300000	0,000000	237,577982	0,056881	-1,744037	13,291743	13,466055														
00:10	0,000000	0,000000			24,300000	23,300000	0,000000	237,244545	0,056945	-1,761818	13,267273	13,460000														
00:11	0,000000	0,000000			24,263303	23,300000	0,000000	237,277064	0,056917	-1,740367	13,255046	13,429358														
00:12	0,000000	0,000000			24,188182	23,220000	0,000000	237,256364	0,056827	-1,780000	13,263636	13,416364														
00:13	0,000000	0,000000			24,100000	23,200000	0,000000	236,817431	0,056844	-1,726606	13,226606	13,413761														
00:14	0,000000	0,000000			24,100000	23,200000	0,000000	236,803636	0,056791	-1,765455	13,222727	13,383636														
00:15	0,000000	0,000000			24,070642	23,200000	0,000000	236,668807	0,056789	-1,797248	13,198165	13,354128														
00:16	0,000000	0,000000			24,000000	23,200000	0,000000	236,510909	0,056718	-1,768182	13,197273	13,360000														
00:17	0,000000	0,000000			24,000000	23,200000	0,000000	236,482569	0,056606	-1,812844	13,199083	13,340367														
00:18	0,000000	0,000000			24,065138	23,200000	0,000000	236,349541	0,056761	-1,766055	13,152294	13,350459														

Figura 28: Extracto de un archivo de la base de datos

En la captura de la **Figura 28** se muestra un extracto de un archivo de la base de datos para el día 17 de julio del año 2018, tal como se observa en el nombre del archivo. Este archivo se almacena a su vez en la carpeta 07 porque es el mes de julio y está en la carpeta 2018 del año 2018. La captura muestra solo un extracto de las primera columnas y filas.

El acceso a la base de datos a través de los archivos no es recomendado por diversas razones, como que pueden abrirse archivos que están abiertos por la aplicación y producirse conflictos, es más laboriosa saber las variables. Por lo tanto, se recomienda acceder a los datos a través de las dos ventanas de la aplicación dispuestas para ellos, la ventana Variables Online (datos del día de hoy) y la ventana Comportamiento Sistema (Offline) (datos anteriores al día de hoy).

4.6. Procedimiento 6: Calculo de la energía

Para el cálculo de la energía, ya sea del generador, del inversor (activa o reactiva) o de la red (inyectada, importada, activa o reactiva) se debe proceder de la siguiente manera siempre y cuando se desee conocer la energía en un período de tiempo y no el total desde que se puso en funcionamiento el sistema (valor que se almacena en la base de datos). Si se desean saber las energías del día actual pueden conocerse la mayoría de estas variables calculadas en la ventana Generador Fotovoltaico.

Para conocer el valor de la energía en un intervalo de tiempo $[A, B]$ debe de procederse como en la expresión que se muestra a continuación (**Ec. 29**).

$$E_X([A, B]) = E_X(B) - E_X(A) \quad \text{Ec. 29}$$

Siendo:

$[A, B]$: rango temporal en el que se quiere obtener la energía. (A) será el extremo más alejado en el tiempo pasado y (B) será el extremo más cercano en el tiempo pasado o el extremo presente. A y B son fechas completas, día, mes, año, hora y minuto.

E_X : energía que se desea conocer: la del generador, la del inversor (activa o reactiva) o la de la red (inyectada, importada, activa o reactiva).

Por ejemplo, si la energía que se desea calcular es la de un día entero, la expresión () quedaría:

$$E_X(00:00, 23:59) = E_X(23:59) - E_X(00:00)$$

Las 00:00 y las 23:59 son horas del mismo día.

Puede realizarse para el intervalo temporal que se desee, como un día completo, parte de un día, energía mensual, anual, sólo deben escogerse los valores límites del rango temporal y obtener su diferencia.

5. MONITORIZACIÓN REMOTA

Unos de los principales objetivos que debe cumplir la monitorización es que pueda tenerse un control de una instalación sin necesidad de estar in situ. Con la aplicación desarrollada instalada en el PC central se cumpla esa premisa, pero sigue estándose supedito a permanecer en un lugar concreto. Es por ello, que se ha establecido la monitorización para poder comprobar el comportamiento de la instalación a tiempo real. Pudiéndose conectar desde cualquier PC de la red local a la que está conectado el ordenador central.

Se puede ver la pantalla que se tenga establecida en el PC central, dicha ventana se actualiza automáticamente en el navegador cada segundo. No se permite la interacción con el sistema de forma remota, para garantizar la robustez del sistema de monitorización, evitar la sobreexplotación del equipo que debe tener misión de servidor, una tarea que debería realizar un servidor externo preparado para soportar un tráfico mayor si se deseara una monitorización a través de internet.

Figura 29: Monitorización remota

En este caso se tiene la ventana de **Inicio (Figura 29)** para observarla desde un navegador ya que, en el PC que se está ejecutando la aplicación se tiene esa ventana establecida en ese momento. Si se desea otra ventana debe cambiarse desde el PC.

Par acceder a la monitorización remota se debe copiar en la barra de direcciones del navegador la siguiente dirección: **<http://192.168.19.159:8000/Visualab%20UJA.html>**, es aconsejable el uso de Internet Explorer para esta tarea, el resto de navegadores han presentado ciertas dificultades.

6. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Problema 1	
Descripción	Posible solución
<p>En la ventana Generador Fotovoltaico, la energía de red importada diaria, teniendo días seguidos sin cargas, y siendo el consumo constante del inversor: unos días se cuantifica energía importada y otros no.</p>	<p>Cuando el sistema no tiene conectada ninguna carga, la única energía que se importa de la red es la que consume el propio inversor durante el tiempo que no se está generando energía.</p> <p>La resolución de los datos de la energía es de 0,1 kWh o 100 Wh, es decir, si el consumo de un día no es superior a esta, la energía importada del día no marcará ningún valor hasta que no se sobrepase el valor de la resolución, lo cual podría suceder a los días siguientes, aunque el consumo fuese constante en todos esos días.</p>
Problema 2	
Descripción	Posible solución
<p>Por alguno de los métodos explicados se comprueba que los datos de un día no están completos.</p>	<p>Las opciones por las que los datos no están completos pueden ser varias, como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se ha parado la ejecución de la aplicación software. - El PC se ha apagado. - El PC se ha quedado bloqueado o congelado durante un tiempo a causa del funcionamiento de un programa externo. - El PC se ha reiniciado. - Se ha desconectado el bus serie RS-485 con los equipos de monitorización.
Problema 3	
Descripción	Posible solución
<p>La aplicación no se está ejecutando.</p>	<p>La aplicación se ejecuta automáticamente al iniciarla, así como, al encender el PC.</p> <p>Las opciones por las que no se esté ejecutando la aplicación, pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El PC está apagado. - Se ha pulsado en detener la ejecución (stop), para volver a poner en marcha el sistema debe pulsarse Run. - Se ha cerrado la aplicación y no se ha vuelto a abrir.

	<ul style="list-style-type: none"> - Existe un mensaje de error inicial. Debe de cerrarse para poder comenzar a ejecutar. - LabVIEW no está instalado en el equipo, o en su defecto, el Run-Time correspondiente a la versión de LabVIEW con la que se ha realizado la aplicación de monitorización (V. 2012 - 32 bits) (consultar Anexo II “Manual de instalación” para más detalles).
Problema 4	
Descripción	Posible solución
La fluidez del programa ha disminuido.	<p>Es posible que existan numerosos programas en ejecución en el PC, cierre todos los posibles.</p> <p>Se recomienda usar este PC exclusivamente para el uso de la aplicación de monitorización desarrollada.</p>
Problema 5	
Descripción	Posible solución
Los datos no son totalmente correctos.	<p>Los equipos de monitorización instalados son equipos industriales de Clase A, pero los sensores con el tiempo necesitan de un mantenimiento y calibración, ajustado al tipo de clase de sistema que se tenga, según la normativa (se explica en la memoria del TFG).</p>
Problema 6	
Descripción	Posible solución
Aparece un aviso de error relacionado con la comunicación OPC.	<p>La aplicación por si sola abre automáticamente el software encargado de la gestión del OPC, pero puede que aparezca este error si se ha cerrado el software del PC manualmente.</p> <p>Abrir el programa Carlo Gavazzi Controls OPC Server for Eos-Array and Energy Meters manualmente y comprobar que está establecida la conexión con los equipos (consultar Anexo II “Manual de instalación” para más detalles). A continuación ejecute Visualab UJA.</p>
Problema 7	
Descripción	Posible solución
No aparece la ventana de monitorización remota en el navegador.	<p>Las posibles causas de este problema son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La aplicación no se está ejecutando por alguna razón explicada en el Problema 3.

	<ul style="list-style-type: none"> - El PC desde el que se quiere ver la monitorización remota no comparte red local con el PC central del sistema de monitorización. - Se está usando un navegador distinto de Internet Explorer. - Se está introduciendo de forma incorrecta la dirección.
Problema 8	
Descripción	Posible solución
El zoom se resetea en la ventana Variables Online.	Los gráficos de la ventana Variables Online se actualizan cada minuto, por esta razón todas las operaciones realizadas con los controles se resetean. Para analizar esa gráfica puede exportarla a una aplicación de procesamiento de datos. En la ventana Comportamiento Sistema (Offline) no ocurre esto.
Problema 9	
Descripción	Posible solución
Aparece un aviso relacionado con los datos.	Puede que se tenga abierto algún archivo de la base de datos que la aplicación este solicitando, creándose un conflicto. Se recomienda no abrir los archivos ni las carpetas de la base de datos.

7. VENTANAS DE LA APLICACIÓN A MAYOR TAMAÑO

7.1. Ventana: Inicio

InicioInformaciónGenerador FotovoltaicoVariables OnlineComportamiento Sistema (Offline)Prácticas



Universidad
de Jaén



DIE
Departamento de Ingeniería Eléctrica

MONITORIZACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

Visualab UJA

Laboratorio de Energías Renovables del Departamento de Ingeniería Eléctrica

Visualab UJA

Sistema Fotovoltaico Conectado a Red de 3 kW



Información

Variables Monitorizadas

Manual de Usuario

Manual de Instalación

Manual Técnico

Información más completa:

NO PARAR EL SOFTWARE

Excepto mantenimiento. La experiencia con el usuario no será la mejor, no contará con datos actualizados, ni de días completos.





Protecciones Eléctricas Sistema Monitorización



Localización de la Instalación (37°47'14.3" N 3°46'38.2" W)




Laboratorio de Energías Renovables A3-265



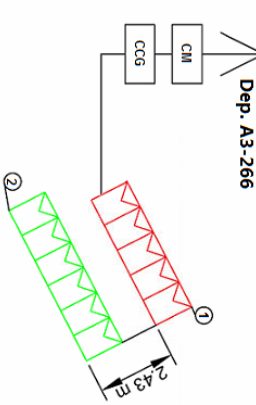
Instalación Eléctrica en el Laboratorio

7.2. Ventana: Información

Inicio
Información
Generador Fotovoltaico
Variables Online
Comportamiento Sistema (Offline)
Prácticas



Dep. A3-266



Variables Monitorizadas

▼

Variables Monitorizadas

GENERADOR FOTOVOLTAICO (DC)	
Tensión (V)	Tensión del generador fotovoltaico
Intensidad (A)	Intensidad del generador fotovoltaico
Potencia (W)	Potencia activa del generador fotovoltaico
Energía total (kWh)	Energía activa GFV (desde 1 ^{er} día)
PARÁMETROS METEOROLÓGICOS	
Temp. ambiente (°C)	Temperatura ambiente
Temp. célula (°C)	Temperatura de célula
Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia
INVERSOR (AC)	
Tensión (V)	Tensión a la salida del Inversor
Intensidad (A)	Intensidad a la salida del Inversor
P. activa (W)	Potencia activa en el Inversor
P. reactiva (VAR)	Potencia reactiva en el Inversor
P. aparente (VA)	Potencia aparente en el Inversor
Factor potencia	Factor de potencia en el Inversor
Energía act. total (kWh)	Energía activa Inversor total (desde 1 ^{er} día)
Energía reac. total (kVAh)	Energía reactiva Inversor total (desde 1 ^{er} día)
RED (AC)	
Tensión (V)	Tensión de red
Intensidad (A)	Intensidad de red
P. activa (W)	Potencia activa red
P. reactiva (VAR)	Potencia reactiva red
P. aparente (VA)	Potencia aparente red
Factor de potencia	Factor de potencia red
Energía act. In. total (kWh)	Energía activa red importada (desde 1 ^{er} día)
Energía act. In. total (kWh)	Energía activa red inyectada (desde 1 ^{er} día)
Energía reac. In. total (kVAh)	Energía reactiva red importada (desde 1 ^{er} día)
Energía reac. In. total (kVAh)	Energía reactiva red inyectada (desde 1 ^{er} día)

GENERADOR FOTOVOLTAICO

Parámetros eléctricos

11 módulos de **270 W**, conectados en serie. Pm de **2970 W**

Voc de **420,2 V** - Isc de **9,25 A**

Vm de **342,3 V** - Im de **8,71 A**

Eficiencia de **16,6%**.

Parámetros térmicos

Coefficiente de temperatura de Voc: **-0,3 %/K**

Coefficiente de temperatura de Isc: **0,04 %/K**

Parámetros geográficos

Localización: **37°47'14,3" N 3°46'38,2" W**


Orientación: **Azmut -7°**

Inclinación: **15°**


Parámetros físicos

Área total ocupada por módulos: **17,9 m²**


Puede consultar **más información de la instalación fotovoltaica** en el manual técnico (incluye data sheets)



Todo esto, y más...




Manual de Usuario

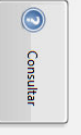


Manual de Instalación

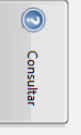
Conoce el Equipo



Requisitos Instalación



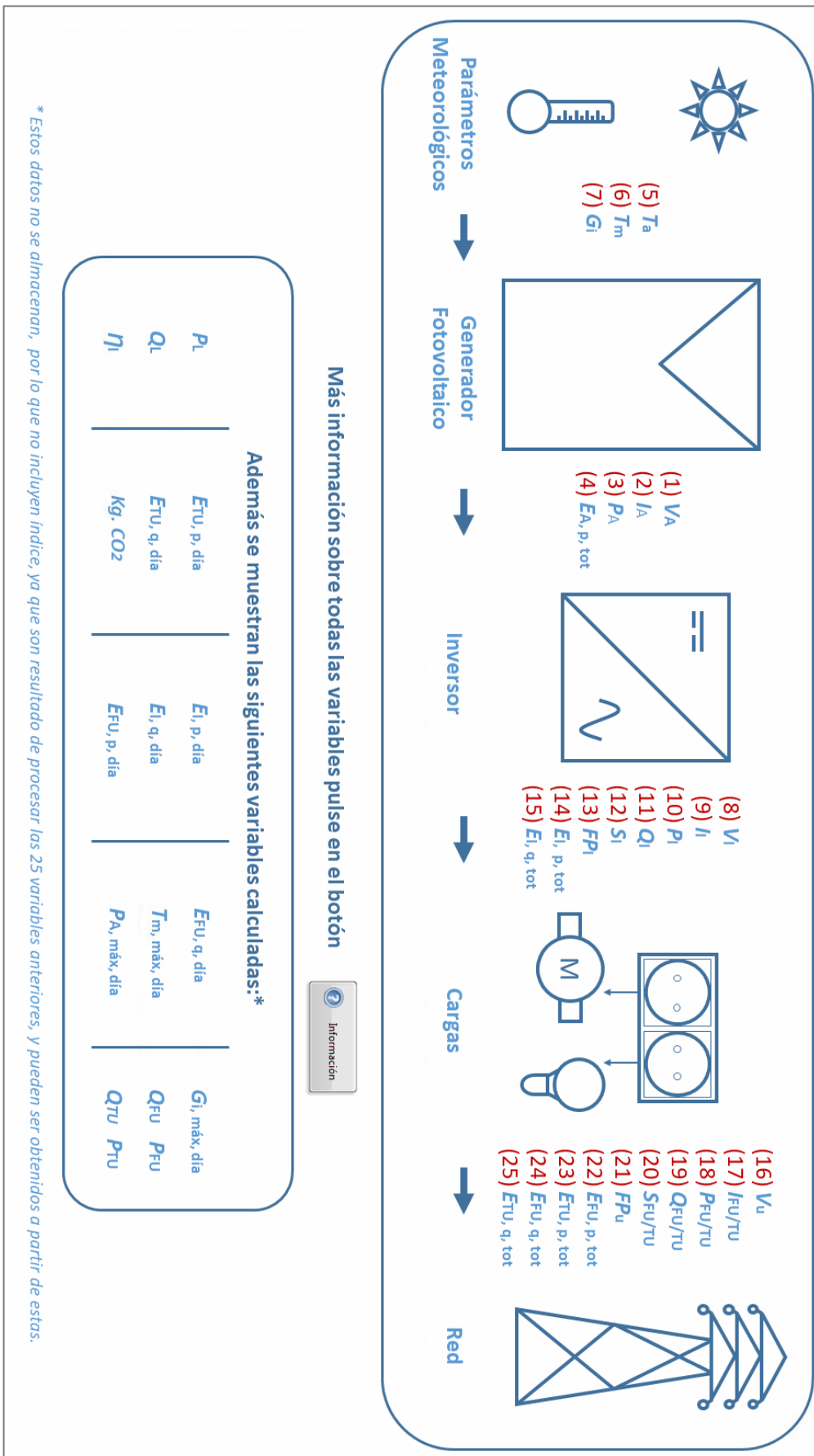
Comunicación Serie - OPC



NO PARAR EL SOFTWARE


Excepto mantenimiento. La experiencia con el usuario no será la mejor, no contactará con datos actualizados, ni de días completos.

7.3. Ventana: Variables del Sistema




7.4. Ventana: Generador Fotovoltaico

Inicio
Información
Generador Fotovoltaico
Variables Online
Comportamiento Sistema (Offline)
Prácticas



Universidad de Jaén

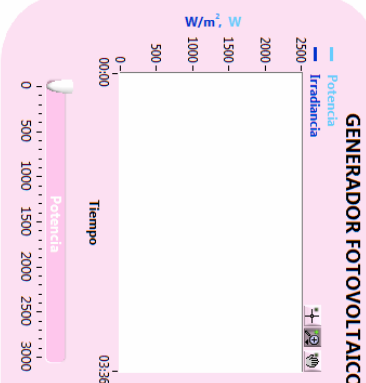


Departamento de Ingeniería Eléctrica

Ayuda

Variables Monitorizadas

GENERADOR FOTOVOLTAICO (DC)



W/m², W

2500-
2000-
1500-
1000-
500-
0-

0 500 1000 1500 2000 2500 3000

0336

Tensión (V)

Intensidad (A)

Potencia (W)

Energía total (KWh)

SALIDA INVERSOR (AC)

Tensión (V)

Intensidad (A)

P. activa (W)

P. reactiva (VAR)

P. aparente (VA)

Factor potencia

Energía act. total (KWh)

Energía act. diaria (KWh)

Energía reac. total (KVAh)

Energía reac. diaria (KVAh)

RED (AC)

Tensión (V)

Intensidad (A)

P. activa (W)

P. reactiva (VAR)

P. aparente (VA)

Factor potencia

IMPORTADO DE LA RED

P. activa (W)

P. reactiva (W)

Energía act. diaria (KWh)

Energía reac. diaria (KVAh)

INJECTADO A RED

P. activa (W)

P. reactiva (W)

Energía act. diaria (KWh)

Energía reac. diaria (KVAh)

CARGAS LABORATORIO (AC)

P. activa AC (W)

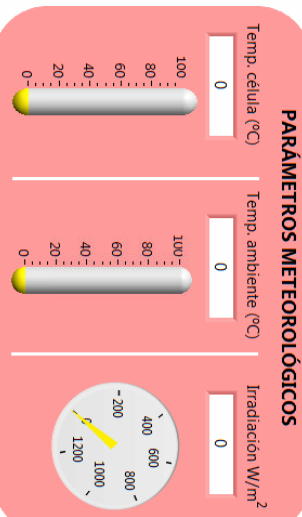
P. reactiva (VAR)

PARÁMETROS METEOROLÓGICOS

Temp. célula (°C)

Temp. ambiente (°C)

Irradiación W/m²




Energía total


Energía total KWh

kg CO₂ evitados


Desde: 1 marzo 2018

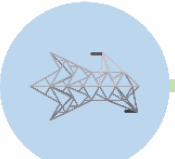


3 kW



Rendimiento. Inv. 0







7.5. Ventana: Variables Online



7.6. Ventana: Comportamiento Sistema (Offline)



Universidad
de Jaén



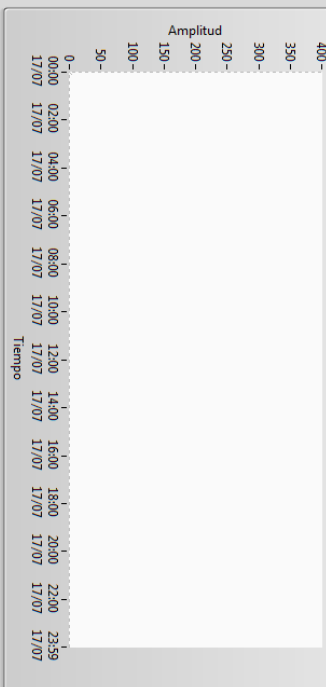
DIE
Departamento de Ingeniería Eléctrica

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

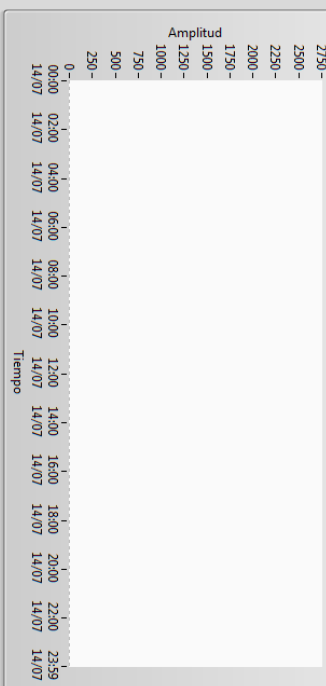
Visualización gráfica de las variables del sistema (offline)

Inicio | Información | Generador Fotovoltaico | Variables Online | **Comportamiento Sistema (Offline)** | Prácticas

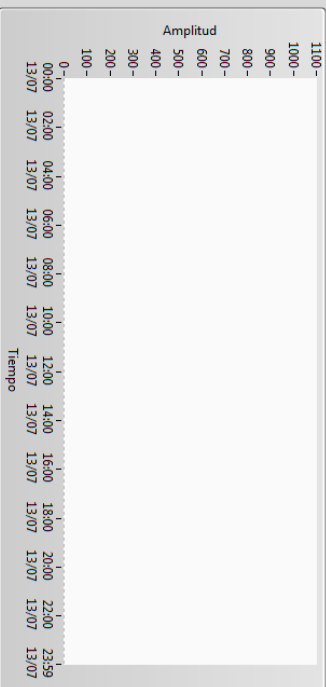
DÍA 1



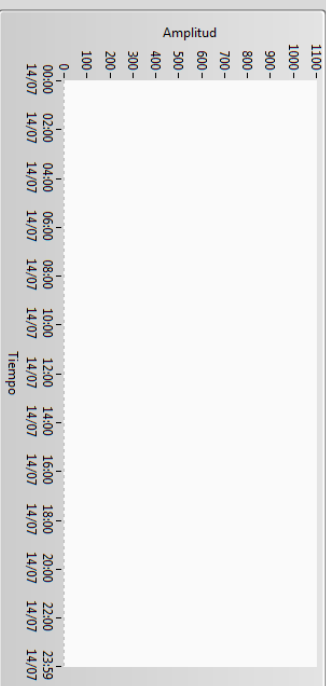
DÍA 2



DÍA 1





DÍA 2



7.7. Ventana: Prácticas

Inicio | **Información** | **Generador Fotovoltaico** | **Variables Online** | **Comportamiento Sistema (Offline)** | **Prácticas**

 **Universidad de Jaén**


Práctica 1 | **Práctica 2**


Práctica 1: Análisis del SFGR. Estudio de la energía

Objetivos:






- Analizar las hojas de características de la instalación
- Estudiar la influencia de las magnitudes meteorológicas sobre el GFV
- Analizar energéticamente el GFV: Energía teórica, real y estimada

Recomendaciones:

- Conocer la topología de la instalación fotovoltaica
- Software de procesamiento de datos
- Mantener la aplicación online PVGIS
- Usar esta aplicación de monitorización

Accede al enunciado de la práctica pulsando aquí: 


Acceso a recursos de interés para esta práctica:

-  Manual de Usuario
-  Manual de Instalación
-  Variables Monitorizadas
-  Manual Técnico
-  Información

Para conocer la instalación fotovoltaica del laboratorio e interactuar con la aplicación de monitorización diseñada

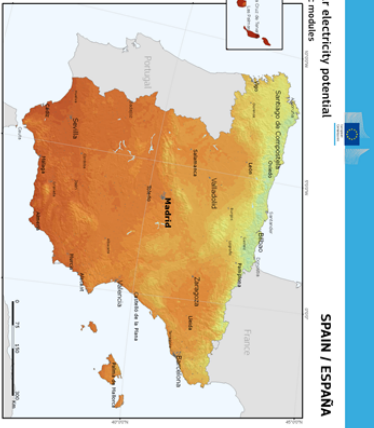
PRÁCTICAS

Acceso a PVGIS

 **PVGIS**


Global irradiation and solar electricity potential
Horizontally resampled pixel-oriented results

SPAIN / ESPAÑA




Ayuda

Inicio | **Información** | **Generador Fotovoltaico** | **Variables Online** | **Comportamiento Sistema (Offline)** | **Prácticas**



Universidad de Jaén




DIE
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Práctica 1 | **Práctica 2**


Práctica 2: Evaluación del funcionamiento de un SFCR a partir de los índices de evaluación

Objetivos:
Comprender los índices de evaluación y su utilidad
Evaluar y aplicar las pérdidas del sistema estudiado
Introducir los conceptos de consumo y producción


Recomendaciones:
Conocer la topología de la instalación fotovoltaica
Leer documento Índices de Evaluación de un SFCR
Software de procesamiento de datos
Usar esta aplicación de monitorización

Accede al enunciado de la práctica pulsando aquí: 


Acceso a recursos de interés para esta práctica:




Manual de Usuario




Manual de Instalación




Variables Monitorizadas



Manual Técnico



Ind. Evaluación SFCR



Información

PRÁCTICAS

Para conocer la instalación fotovoltaica del laboratorio e interactuar con la aplicación de monitorización diseñada

Comprobar los índices de Evaluación

Compruebe si los índices que ha obtenido son los correctos, inserte el número, siendo el marcador decimal la coma ",".
Elige el día para el que los has calculado: DD/MM/YYYY

Índices de producción

Y_r [h] Y_A [h] Y_c [h]

Índices de pérdidas

L_c [h] $LBOS$ [h] PR

Rendimiento del sistema

$nBOS$ nA nI

8. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación de España, “Factores de emisión: registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono,” 2018. [Online]. Disponible en: https://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factores_emision_tcm30-446710.pdf. [Último acceso: Jun-2018].
- [2] National Instruments, “Software de Desarrollo de Sistemas NI LabVIEW.” [Online]. Disponible en: <http://www.ni.com/labview/products/esa/>. [Último acceso: Jun-2018].
- [3] A. E. de N. y C. (AENOR), “Norma UNE-EN 61724-1:2017. Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización,” 2018.

ANEXO II
MANUAL DE INSTALACIÓN

Índice de contenidos

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	CONFIGURACIÓN DE LOS EQUIPOS	6
2.1.	Configuración del medidor de parámetros del GFV	6
2.2.	Configuración del medidor de energía	14
3.	OPC (OLE FOR PROCESS CONTROL)	22
3.1.	Introducción.....	22
3.2.	Configuración OPC	22
4.	REQUISITOS DEL SISTEMA.....	31
5.	PROCEDIMIENTOS COMUNES	32
5.1.	Procedimiento 1: puesta en marcha inicial	32
5.2.	Procedimiento 2: PC nuevo o formateado	33
5.3.	Procedimiento 3: Equipos no configurados.....	33
5.4.	Procedimiento 4: Búsqueda puerto COM.....	33
5.5.	Procedimiento 5: Iniciar un software al iniciar el equipo	34
5.6.	Procedimiento 6: Visión remota.....	34
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	35

Índice de figuras

Figura 1: Ubicación de los equipos de monitorización en la instalación fotovoltaica	4
Figura 2: Contenido del manual de instalación	4
Figura 3: Icono aplicación Eos-ArraySoft.....	6
Figura 4: Conexiones para la configuración del equipo de monitorización GFV.....	6
Figura 5: Ventana paso 2. Inicio (Configuración medidor parámetros GFV)	6
Figura 6: Ventana paso 3. Configuración de instalación (Configuración medidor parámetros GFV)	7
Figura 7: Ventana paso 4. Creación de nueva instalación (Configuración medidor parámetros GFV) ...	7
Figura 8: Ventana paso 5. Valor defecto módulos (Configuración medidor parámetros GFV)	7
Figura 9: Ventana paso 5. Valores modificado módulos (Configuración medidor parámetros GFV)	8
Figura 10: Ventana paso 6. Configuración A VMU-M (Configuración medidor parámetros GFV).....	8
Figura 11: Ventana paso 7. Configuración B VMU-M (Configuración medidor parámetros GFV).....	9
Figura 12: Ventana paso 8. Configuración VMU-S30 (Configuración medidor parámetros GFV)	9
Figura 13: Ventana paso 9. Configuración VMUP2TIW (Configuración medidor parámetros GFV)	10
Figura 14: Ventana paso 10. Puesta a cero (Configuración medidor parámetros GFV)	10
Figura 15: Ventana paso 11. Fin programación (Configuración medidor parámetros GFV).....	11
Figura 16: Ventana paso 12. Transmisión configuración (Configuración medidor parámetros GFV)...	11
Figura 17: Ventana paso 13. Parámetros comunicación (Configuración medidor parámetros GFV) ...	12
Figura 18: Ventana paso 14. Fin conf. comunicación (Configuración medidor parámetros GFV)	12
Figura 19: Ventana paso 14. Proceso de transmisión (Configuración medidor parámetros GFV)	13
Figura 20: Organigrama del proceso de configuración del medidor de parámetros del GFV.	13
Figura 21: Icono aplicación EM2426Soft	14
Figura 22: Conexiones para la configuración del medidor de energía.....	14
Figura 23: Ventana paso 2. Inicio (Configuración medidor energía).....	14
Figura 24: Ventana paso 3. Nueva configuración (Configuración medidor energía)	14
Figura 25: Ventana paso 4. Valores defecto modo funcionamiento (Configuración medidor energía)15	
Figura 26: Ventana paso 4. Valores Medidor Energía Inversor (Configuración medidor energía)	15
Figura 27: Ventana paso 4. Valores Medidor Energía Red (Configuración medidor energía)	16
Figura 28: Ventana paso 5. Ajuste entradas digitales (Configuración medidor energía).....	16
Figura 29: Ventana paso 6. Configuración pantallas medidor (Configuración medidor energía).....	17
Figura 30: Ventana paso 7. Reseteo de parámetros en memoria (Configuración medidor energía) ...	17
Figura 31: Ventana paso 8. Final programación configuración (Configuración medidor energía)	18

Figura 32: Ventana paso 9. Inicio/Transmisión configuración (Configuración medidor energía)	18
Figura 33: Ventana paso 10. Ajuste comunicación (Configuración medidor energía)	19
Figura 34: Ventana paso 11. Ajuste de red (Configuración medidor energía)	19
Figura 35: Ventana paso 12. Final transmisión y configuración (Configuración medidor energía)	20
Figura 36: Ventana paso 13. Guardar configuración (Configuración medidor energía)	20
Figura 37: Organigrama del proceso de configuración del medidor de energía	21
Figura 38: Icono aplicación OPC Server	22
Figura 39: Ventana paso 1. Inicio (Configuración OPC)	22
Figura 40: Ventana paso 2. Agregar conexión (Configuración OPC)	23
Figura 41: Ventana paso 3. Propiedades conexión (Configuración OPC)	23
Figura 42: Ventana paso 3. Propiedades modificadas conexión (Configuración OPC)	23
Figura 43: Ventana paso 4. Agregar dispositivo (Configuración OPC)	24
Figura 44: Ventana paso 5. Propiedades dispositivo (Configuración OPC)	24
Figura 45: Ventana paso 5. Sub-módulos (Configuración OPC)	25
Figura 46: Ventana paso 5. Propiedades Sub-módulos (Configuración OPC)	25
Figura 47: Ventana paso 6. Agregar dispositivo 2 (Configuración OPC)	26
Figura 48: Ventana paso 7. Propiedades dispositivo (Configuración OPC)	26
Figura 49: Ventana paso 8. Agregar dispositivo 3 (Configuración OPC)	26
Figura 50: Ventana paso 9. Propiedades dispositivo (Configuración OPC)	27
Figura 51: Ventana paso 10. Índice dispositivos (Configuración OPC)	27
Figura 52: Ventana paso 10. Inicio de conexión (Configuración OPC)	27
Figura 53: Ventana paso 11. Configuración inicio OPC (Configuración OPC)	28
Figura 54: Ventana paso 12. Guardar configuración (Configuración OPC)	28
Figura 55: Ventana paso 12. Ubicación archivo configuración (Configuración OPC)	29
Figura 56: Abrir software OPC	29
Figura 57: Organigrama del proceso de configuración de la comunicación OPC	30
Figura 58: Procedimientos comunes	32
Figura 59: Icono aplicación	33
Figura 60: Panel de control de Windows	33
Figura 61: Administrador de dispositivos de Windows	33
Figura 62: Puertos (COM y LPT) en Windows	33

1. INTRODUCCIÓN

Para llevar a cabo un proyecto de monitorización, son necesarios equipos que sean capaces de adquirir el valor de distintas señales analógicas, y transformarlas en información digital para así poder procesarla.

Para esta monitorización se han utilizado distintos equipos, en diferentes puntos de la instalación fotovoltaica, según las variables que se quieren medir. En la **Figura 1** se puede observar en que ubicación están instalados los equipos.

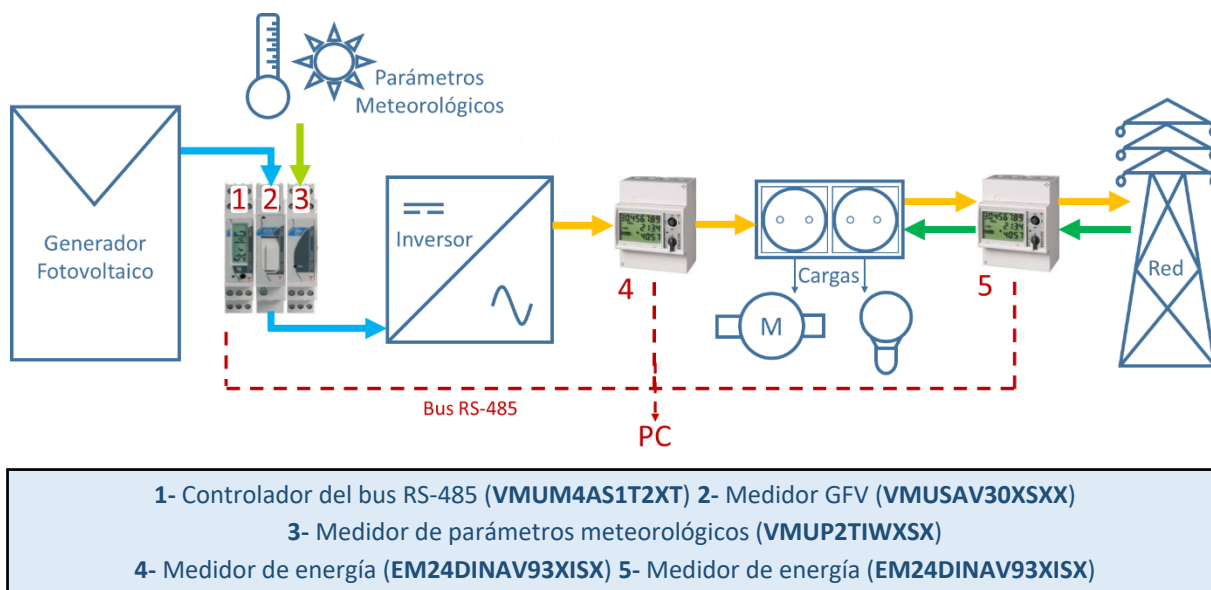


Figura 1: Ubicación de los equipos de monitorización en la instalación fotovoltaica

Estos equipos son fácilmente configurables a través de los distintos softwares que proporciona el fabricante, con la ayuda de un PC, a través de la comunicación serie. Todos los equipos comparten el mismo bus de comunicación, en este caso el bus serie RS-485. Los equipos también pueden ser configurados de forma manual a través de los botones que incorporan, pero es un proceso menos eficiente.

En este manual se desarrollan 4 temas principales: configuración de equipos de monitorización, configuración OPC, requisitos de instalación y procedimientos típicos a llevar a cabo en el sistema.

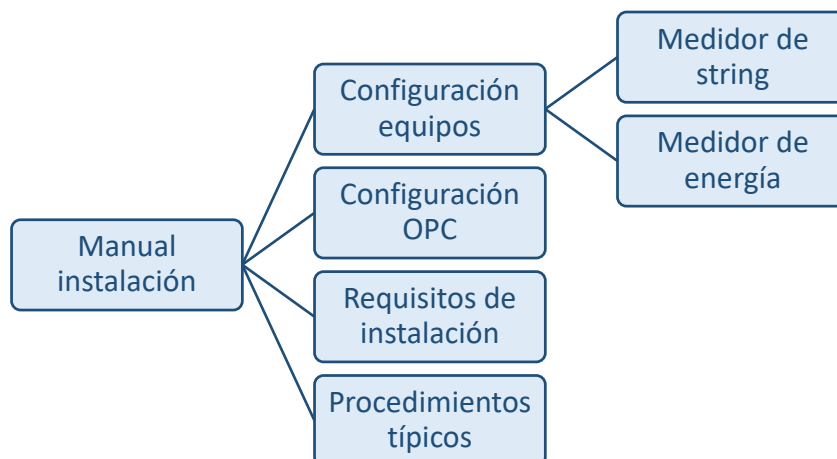


Figura 2: Contenido del manual de instalación

Como se observa en la **Figura 2**, el manual contiene dos configuraciones necesarias, aunque realmente existan más equipos. La primera configuración está destinada al equipo encargado de la monitorización de los parámetros eléctricos y meteorológicos del generador fotovoltaico. Este equipo lo forman tres módulos independientes, pero que se configuran como un todo, tras conectarlos entre ellos (1, 2 y 3 según la **Figura 1**). La segunda configuración está destinada a los medidores de energía (4 y 5 según la **Figura 1**), los cuales son idénticos, y por lo tanto su configuración igual. La única diferencia entre ellos es su ubicación, uno se coloca a la salida del inversor, y el otro colocado después de las cargas, como analizador de red. Ambos son bidireccionales, pero solo en el situado junto a la red (5 en la **Figura 1**) se explota dicha característica, para conocer si se inyecta o se importa energía de la red.

Las siguientes partes de este manual son la configuración del protocolo OPC en el ordenador, la parte de requisitos de instalación y, por último, se añaden distintas formas de proceder si se desea poner en funcionamiento este sistema de monitorización, así como, procedimientos que serán útiles conocer a la hora de configurar toda la monitorización.

2. CONFIGURACIÓN DE LOS EQUIPOS

2.1. Configuración del medidor de parámetros del GFV

En este apartado se explica el proceso de configuración del equipo encargado de monitorizar el generador fotovoltaico, tanto desde el punto de vista de los parámetros meteorológicos como de los eléctricos. Este equipo lo forman 3 módulos [1]:

- 1- Módulo maestro de la comunicación RS-485 (VMUM4AS1T2XT)
- 2- Medidor de string (VMUP2TIWXSX)
- 3- Medidor de parámetros meteorológicos (VMUSAV30XSXX)

Para la configuración de este equipo es necesario el software gratuito distribuido por el fabricante de los equipos (Carlo Gavazzi) llamado: **Eos-ArraySoft** [2] (**Figura 3**). El enlace para la descarga directa del software de configuración es: <http://www.productselection.net/Download/UK/eosarraysoft.zip> o bien, adjunto como archivo ejecutable en este trabajo.



Figura 3: Icono aplicación Eos-ArraySoft

Este software hace que la configuración del equipo sea rápida y sencilla, de lo contrario habría que hacerlo manualmente sobre el equipo con la ayuda de un solo botón. A continuación, se muestran los pasos necesarios para llegar a la configuración final de este equipo.

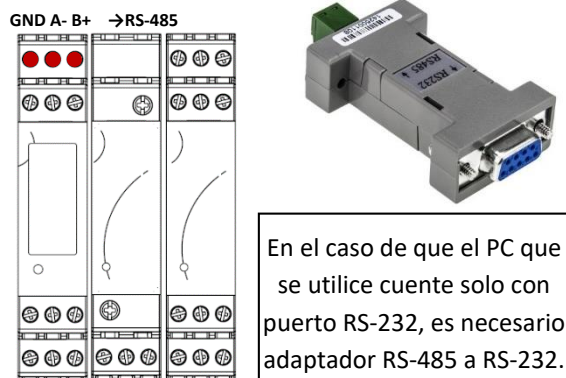


Figura 4: Conexiones para la configuración del equipo de monitorización GFV

Paso 1: Conectar el equipo (una vez están conectados entre ellos los tres módulos utilizados) al puerto serie del ordenador que tiene instalado el software EOS-ArraySoft, las conexiones que deben realizarse son las mostradas en la **Figura 4**. Como medida de protección a la hora de manipular los equipos es recomendable desconectar las conexiones de entrada, es decir, el generador, las sondas de temperatura y el resto de elementos.

Paso 2: Abrir el software Eos-ArraySoft, aparece una ventana como la **Figura 5**.

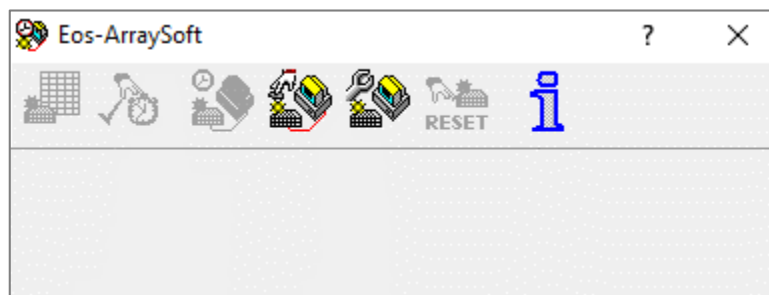


Figura 5: Ventana paso 2. Inicio (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 3: Clicar en *Configuración y gestión de instalaciones*, tal como se ve en la **Figura 6**.

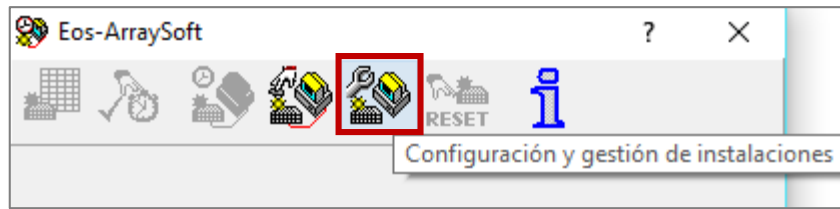


Figura 6: Ventana paso 3. Configuración de instalación (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 4: Pulsar en *crear nueva instalación RS485 local*, tal como se ve en la **Figura 7**, ya que al ser la primera vez que se accede, no se tiene ninguna otra configuración anterior guardada. Si se tiene una configuración ya guardada puede importarse y pasarse directamente al paso 12.



Figura 7: Ventana paso 4. Creación de nueva instalación (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 5: Al crear una nueva configuración se abre una ventana como la **Figura 8**, con unos valores por defecto que se deben modificar de la misma manera que la **Figura 9**.

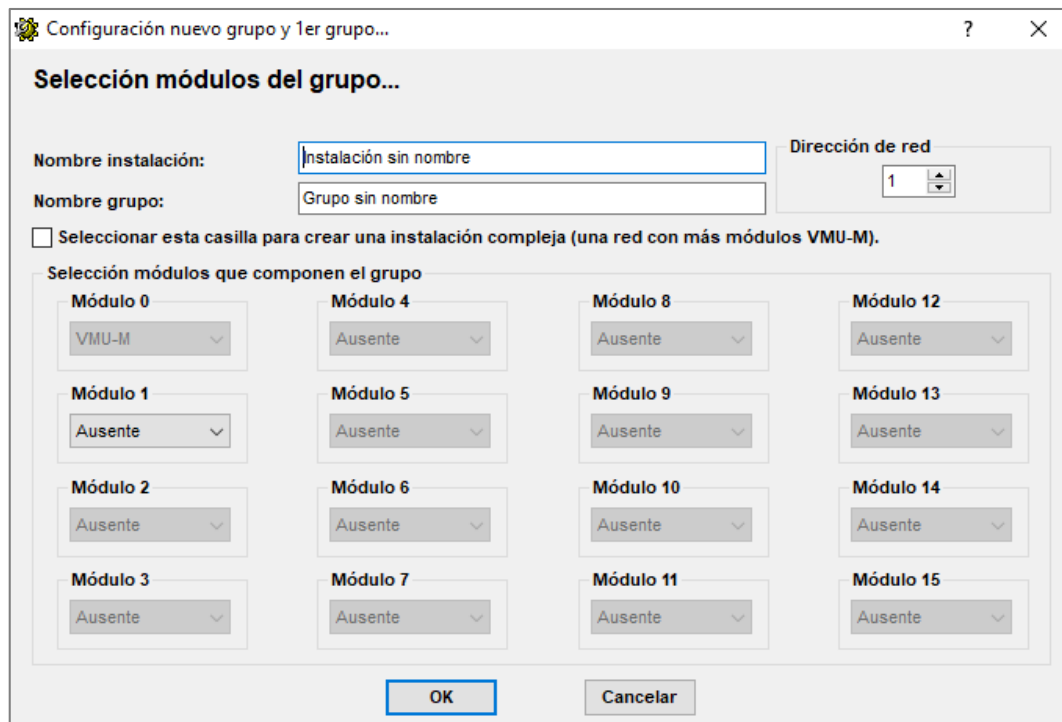


Figura 8: Ventana paso 5. Valor defecto módulos (Configuración medidor parámetros GFV)

- Se escribe un nombre para la configuración y otro para el grupo.
- Indicar que módulos están unidos al maestro, en este caso: VMU-S30 y VMUP2TIW.
- Elegir la dirección que tendrá el equipo dentro del bus serie, para seguir un orden se comienza por la dirección 1.

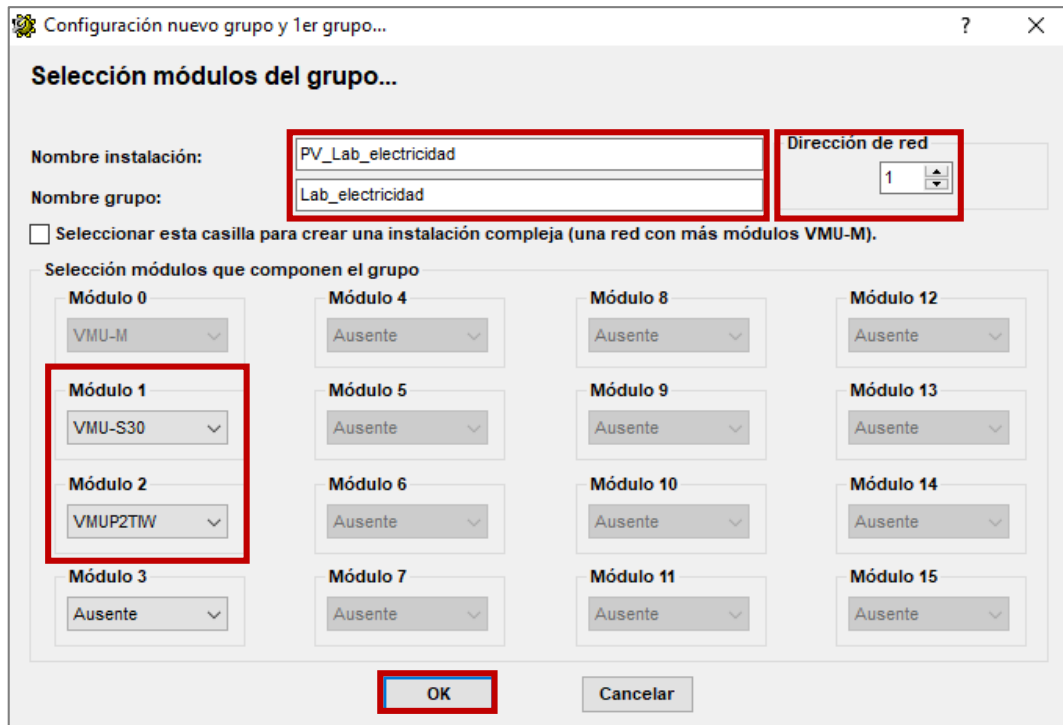


Figura 9: Ventana paso 5. Valores modificado módulos (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 6: Los valores de esta ventana (**Figura 10**) se dejan como vienen por defecto.

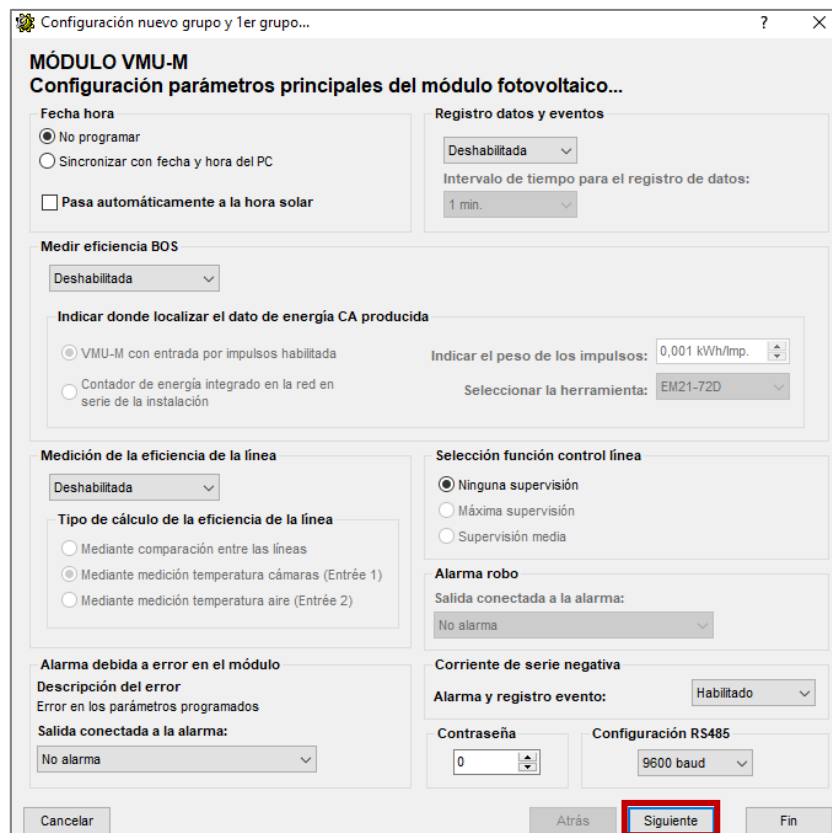


Figura 10: Ventana paso 6. Configuración A VMU-M (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 7: Se mantienen también los valores por defecto de esta ventana (**Figura 11**).

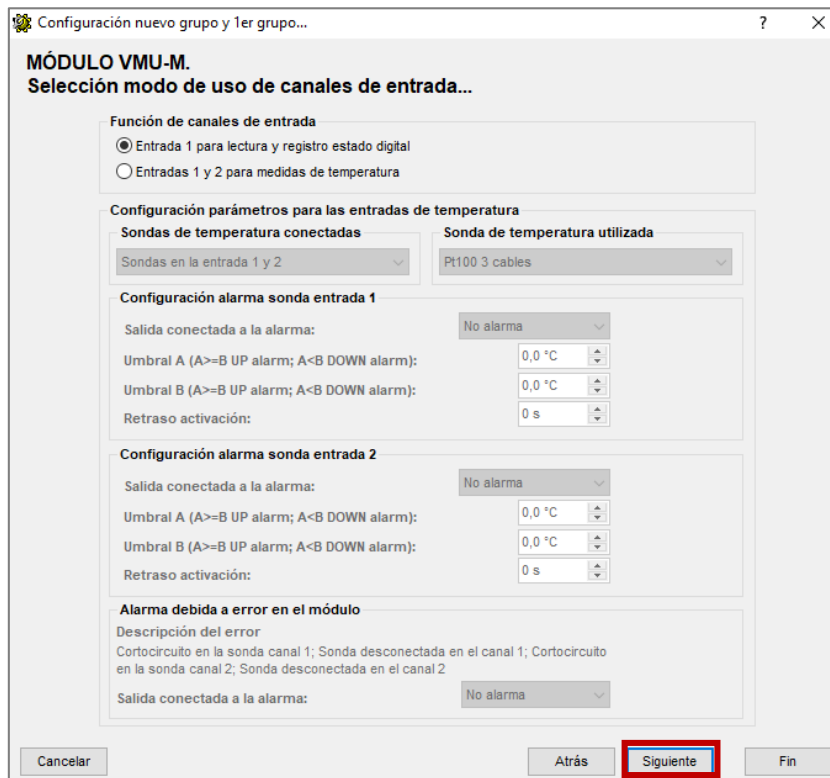


Figura 11: Ventana paso 7. Configuración B VMU-M (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 8: Se pueden configurar salidas digitales y avisos, recursos de los que disponen estos equipos, pero que para la aplicación no se usarán. Se añaden las dimensiones del módulo y el número, para obtener valores de eficiencia. La **Figura 12** es la ventana donde se configura el módulo de string.

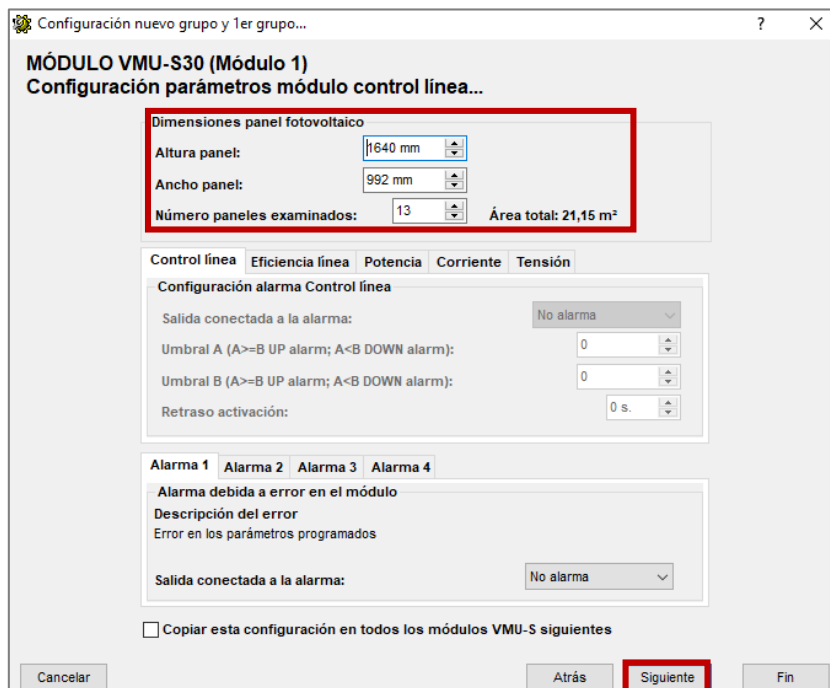


Figura 12: Ventana paso 8. Configuración VMU-S30 (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 9: En esta ventana (**Figura 13**) se configura el módulo meteorológico. Sensor de irradiancia, una célula calibrada, cuyo valor de fondo de escala es un dato proporcionado por el instalador: 61,19 mV, equivalente a 1000 W/m². Además, hay que indicar las sondas de temperatura utilizadas.

Figura 13: Ventana paso 9. Configuración VMUP2TIW (Configuración medidor parámetros GFV)

Nota: Se recomienda recalibrar la célula de radiación cada tres años máximo.

Paso 10: Los equipos van almacenando en memoria distintas mediciones y eventos, así como, el dato de la energía medida desde la primera puesta en marcha. En según qué casos, podría interesar mantener al menos el dato de la energía si sólo se desea modificar algo específico que no influya en esta. Al ser la puesta en marcha inicial, se pone a cero toda la memoria, como se ve en la **Figura 14**.

Figura 14: Ventana paso 10. Puesta a cero (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 11: Esta ventana (**Figura 15**) es la confirmación de que la programación ha sido realizada con éxito. Seguidamente se pulsa *Fin*, con lo que aparecerá la configuración preparada para ser aplicada al equipo de monitorización. Todo este proceso que se ha realizado es necesario para crear un archivo de configuración que posteriormente será exportado al equipo.



Figura 15: Ventana paso 11. Fin programación (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 12: Aparece una nueva ventana (**Figura 16**) desde donde puede importarse una anterior configuración, o exportar una creada y dejarla guardada en un archivo externo, de esta manera en caso necesario se puede transmitir una configuración sin necesidad de realizar los pasos anteriores. También puede imprimirse y modificarse los parámetros. Lo más importante y el paso último que queda, es transmitir la nueva configuración al instrumento. Ahora se selecciona la instalación correspondiente y se pulsa en *Transmitir parámetros de la instalación*.

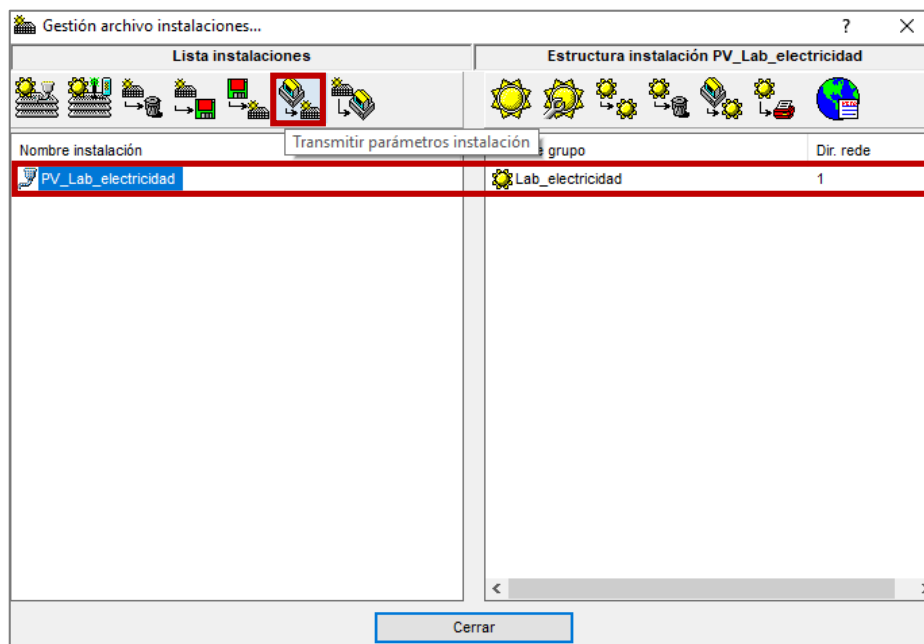


Figura 16: Ventana paso 12. Transmisión de configuración (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 13: Esta ventana (**Figura 17**) resulta tras pulsar en *Transmitir parámetros de la instalación* y sirve para configurar la comunicación entre PC y equipo. El equipo tiene que estar conectado al PC, el puerto COM del PC al que se ha conectado el equipo se explica en el **procedimiento 4**.

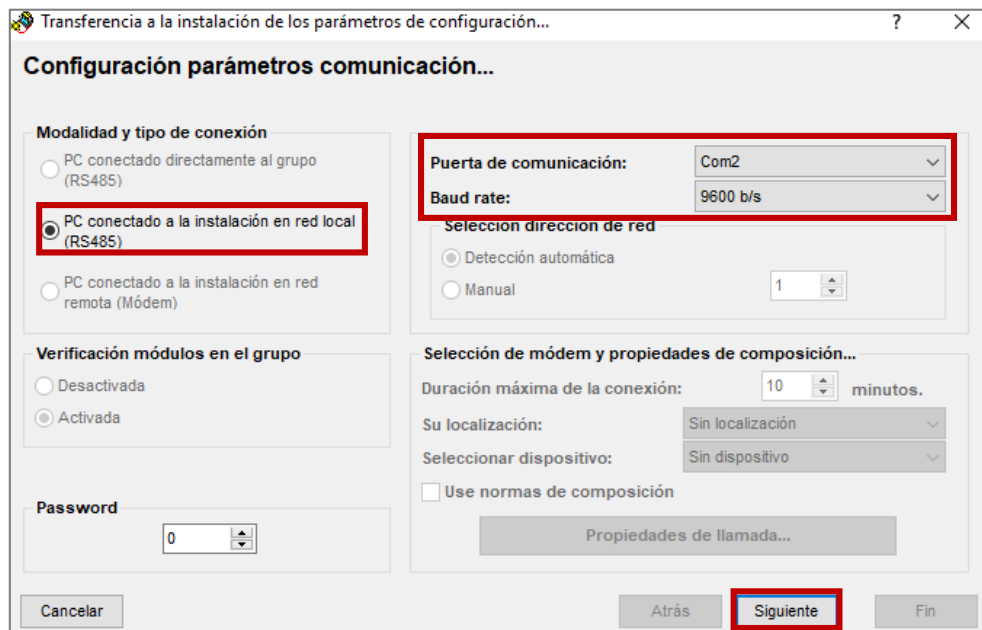


Figura 17: Ventana paso 13. Parámetros comunicación (Configuración medidor parámetros GFV)

Paso 14: Una vez se haya realizado la configuración de la comunicación entre PC y equipo, aparece la ventana de la **Figura 18**, se pulsa en *Fin* y comienza el proceso de transmisión de la configuración al equipo, del mismo modo que se muestra en la **Figura 19**.



Figura 18: Ventana paso 14. Fin conf. comunicación (Configuración medidor parámetros GFV)

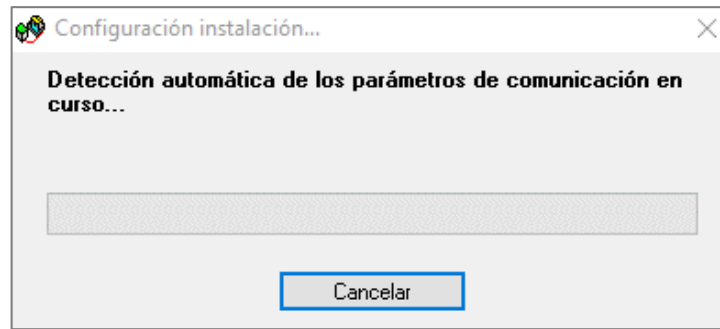


Figura 19: Ventana paso 14. Proceso de transmisión (Configuración medidor parámetros GFV)

Se incluye como archivo adjunto a este trabajo el archivo de configuración que aquí se ha presentado, por lo que se puede importar y cargar directamente al equipo, sino se desea cambiar ningún parámetro. **“SFVCR_Lab_electricidad.VMU”**

2.1.1. Organigrama de la configuración del medidor de parámetros del GFV

Para ver de una forma rápida simplificada todo el proceso, se presenta a continuación un esquema (**Figura 20**) que destaca los pasos más importantes a la hora de configurar el medidor de parámetros del GFV.

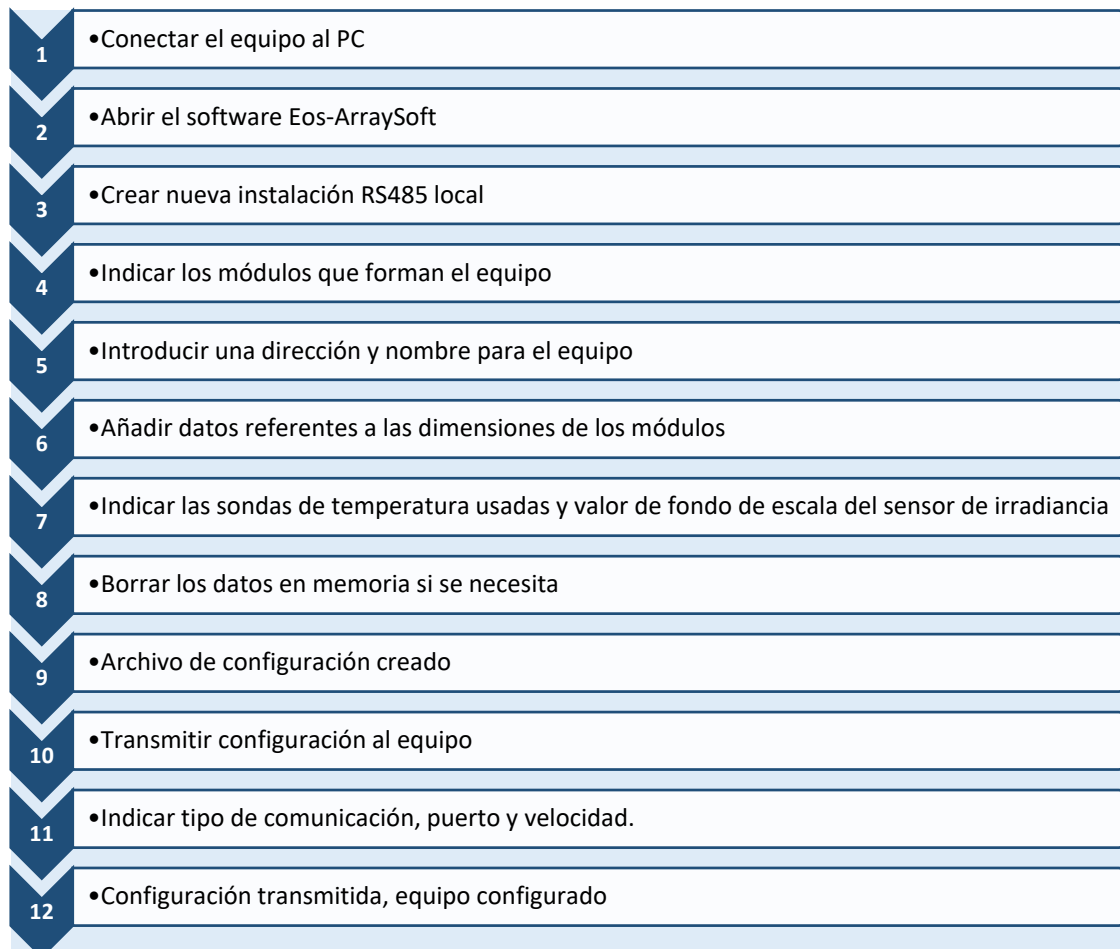


Figura 20: Organigrama del proceso de configuración del medidor de parámetros del GFV.

2.2. Configuración del medidor de energía

Se han instalado dos medidores de energía (EM24DINAV93XISX) [3], uno para monitorizar la energía a la salida del inversor, y otro entre la red y las cargas, de esta manera se puede conocer la energía que se ha vertido a la red o en su defecto, cuanto se ha importado de ella. La configuración es igual en los dos equipos por lo que lo aquí expuesto sirve para ambos, sólo cambiará la dirección del dispositivo que se le asigna dentro del bus, que en el primero será la dirección 2 y en el segundo la dirección 3, ya que la dirección 1 fue asignada al medidor de parámetros del GFV.

Para la configuración de este equipo se ha usado el software gratuito del fabricante (Carlo Gavazzi): EM2426Soft [4] (**Figura 21**). El enlace para la descarga es: <http://www.productselection.net/Download/UK/em2426soft.zip> o bien, adjunto como archivo ejecutable en este trabajo.



Figura 21: Icono aplicación EM2426Soft

Paso 1: Conectar el equipo al puerto serie del PC (**Figura 22**). Igual que antes, tiene que tenerse mucho cuidado a la hora de la manipulación del equipo si este está conectado a la tensión de red.

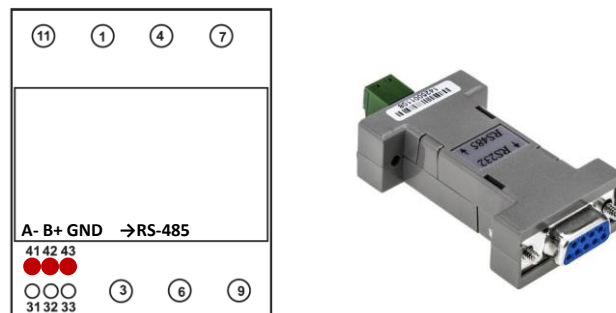


Figura 22: Conexiones para la configuración del medidor de energía

Paso 2: Abrir el software EM2426Soft, aparece una ventana como en la **Figura 23**.

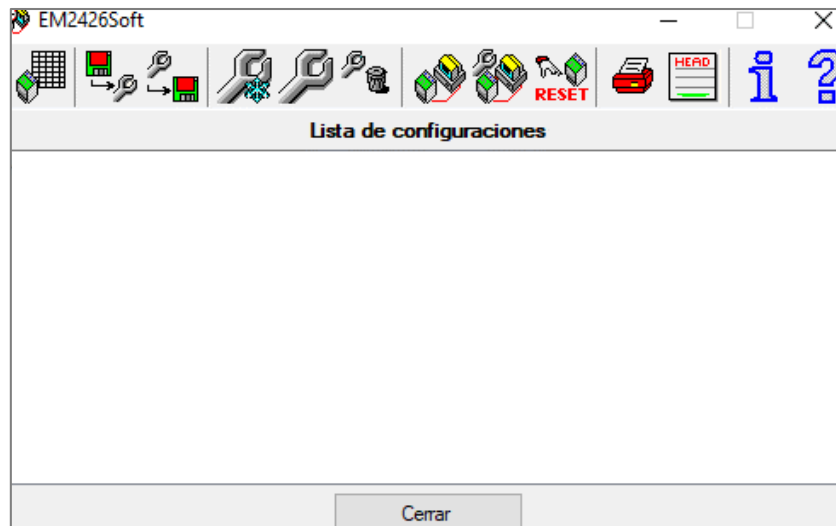


Figura 23: Ventana paso 2. Inicio (Configuración medidor energía)

Paso 3: Se pulsa sobre *nueva configuración* tal como se muestra en la **Figura 24**.



Figura 24: Ventana paso 3. Nueva configuración (Configuración medidor energía)

Paso 4: La **Figura 25** que aparece con unos valores por defecto, debe ser modificada para adaptar la configuración a las necesidades de la instalación de monitorización (**Figura 26 y Figura 27**).

The screenshot shows a software window titled "Ajuste de una nueva configuración..." with a sub-header "Ajuste modo funcionamiento equipo...". The window contains several configuration fields:

- Nombre programa:** Sin nombre
- Modelo de instrumento:** EM24-DIN.AV9.3.x.IS.x
- Sistema:** Desequilibrado, trifásico con o sin neutro
- Tipo de aplicaciones:** A: Domésticas básicas
- Cálculo potencia dmd:** Intervalo integración: 1 minutos.
- Dirección de red:** 1
- Contraseña:** 0
- Relación CT:** 1,0
- Relación VT:** 1,0
- Filtro digital:** Escala operativa del filtro: 0 %, Coeficiente de filtrado: 1
- Baudios:** 9600

At the bottom, there are buttons for "Cancelar", "Atrás", "Siguiente", and "Fin".

Figura 25: Ventana paso 4. Valores defecto modo funcionamiento (Configuración medidor energía)

La **Figura 26** corresponde al medidor de energía a la salida del inversor y la **Figura 27** al medidor entre la red y las cargas. Los datos principales que deben modificarse son el modelo, la dirección, y tanto lo inyectado como lo importado a red. Volver a destacar que, en ambos casos solo cambia la dirección del equipo, que es como se identifican dentro del bus serie RS-485. Tipo de sistema (monofásico), y el tipo de aplicación, que es para cogeneración, por lo que se registrará

The screenshot shows the same software window as Figure 25, but with several fields highlighted with red boxes to indicate modifications:

- Nombre programa:** KW_inver_lab_electricidad
- Modelo de instrumento:** EM24-DIN.AV9.3.x.IS.x (>Oct 2012)
- Sistema:** Monofásico
- Tipo de aplicaciones:** H: Industrial avanzada para cogeneración
- Dirección de red:** 2
- Baudios:** 9600

The "Siguiente" button at the bottom is also highlighted with a red box.

Figura 26: Ventana paso 4. Valores Medidor Energía Inversor (Configuración medidor energía)

Figura 27: Ventana paso 4. Valores Medidor Energía Red (Configuración medidor energía)

Paso 5: En la ventana de la **Figura 28** se configura el uso que se va a dar a las entradas digitales disponibles en el medidor de energía. Estas entradas no han sido utilizadas, pues no son necesarias para la aplicación, por lo que se deja por defecto como viene.

Figura 28: Ventana paso 5. Ajuste entradas digitales (Configuración medidor energía)

Paso 6: La **Figura 29** muestra la ventana donde son configuradas las pantallas que aparecerán en el display físico del medidor de energía. Se añade la información principal, aunque todos los datos se verán en la aplicación software desarrollada sin necesidad de ir al medidor de energía.

Por ejemplo, pueden seleccionarse las siguientes pantallas, o aquellas que resulten más útiles, hay hasta 28 pantallas diferentes para elegir.

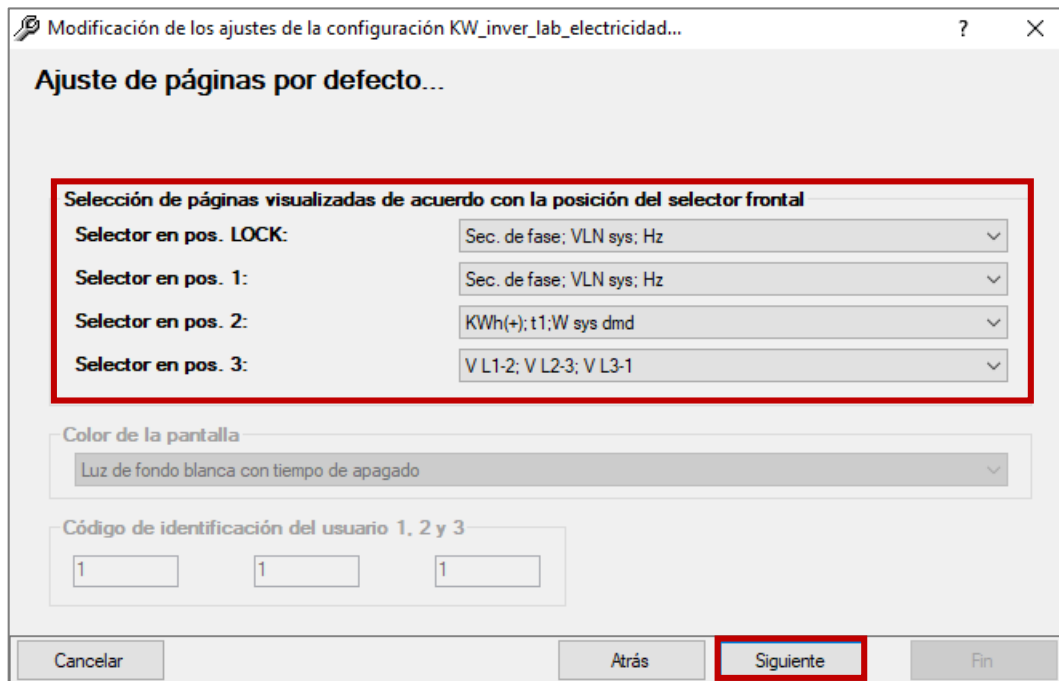


Figura 29: Ventana paso 6. Configuración pantallas medidor (Configuración medidor energía)

Paso 7: Si se va a usar el contador por primera vez, o se le va a dar otra aplicación, es conveniente resetear los contadores, cuyos valores se mantienen guardados siempre. Por ejemplo, la energía es la suma de toda la producida desde que se reseteo por última vez el medidor de energía. En el caso de querer modificar un parámetro concreto y no querer perder estos valores, se deseleccionan las casillas que no se deseen perder. En la ventana de la **Figura 30** están seleccionadas todas las casillas para que se resetee toda la memoria interna del medidor de energía.

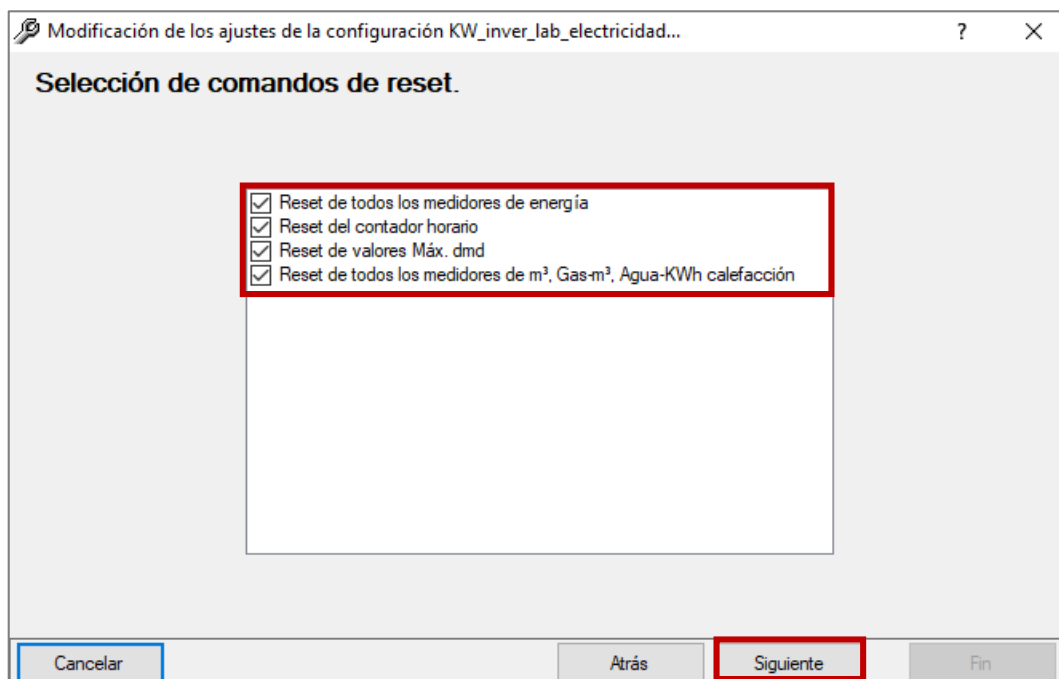


Figura 30: Ventana paso 7. Reseteo de parámetros en memoria (Configuración medidor energía)

Paso 8: La ventana de la **Figura 31** indica que la programación de la configuración del medidor de energía se ha llevado a cabo con éxito.



Figura 31: Ventana paso 8. Final programación configuración (Configuración medidor energía)

Paso 9: Ahora en la ventana principal (**Figura 32**) aparece el perfil de configuración del medidor de energía que acaba de realizarse en los pasos anteriores, el cual debe ser transmitido desde el PC hasta el medidor. También puede importarse un perfil ya guardado, evitando así, los pasos anteriores de programación. El equipo y el ordenador tienen que estar conectados por el puerto serie como se ha explicado en el paso 1, para poder transmitir la configuración al medidor. Como último apunte, puede accederse al botón *Reset*, que sirve para resetear rápido los parámetros en memoria.

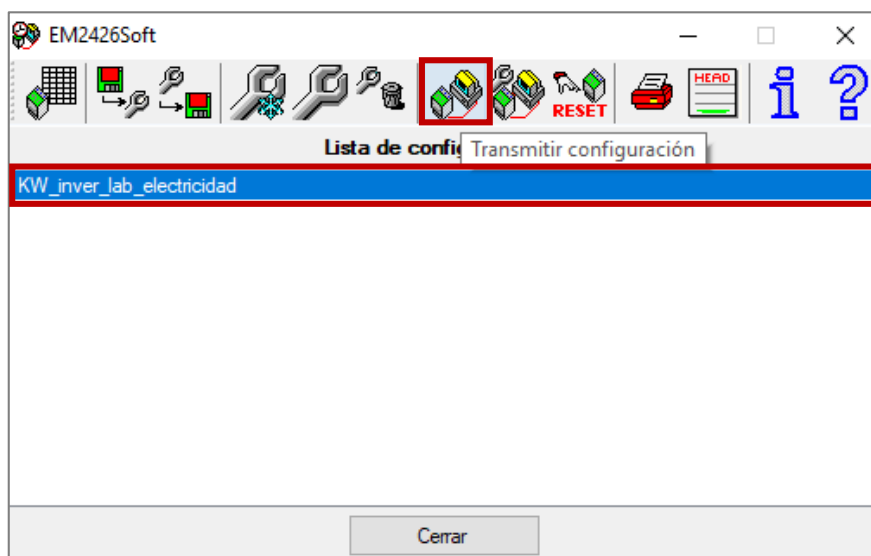


Figura 32: Ventana paso 9. Inicio/Transmisión configuración (Configuración medidor energía)

Paso 10: Al pulsar en *Transmitir configuración*, aparece la ventana de la **Figura 33**. En la configuración de los equipos se están desconectando del bus serie de forma individual para la

programación, si se hiciese desde el bus sin desconectar de este, se indicaría que se está en dicho caso, aunque esta alternativa es menos recomendable. La velocidad de comunicación es de 9600 baudios, y el puerto de comunicación serie es aginado por cada PC de distinta forma, para conocerlo se explica en el **procedimiento 4**.

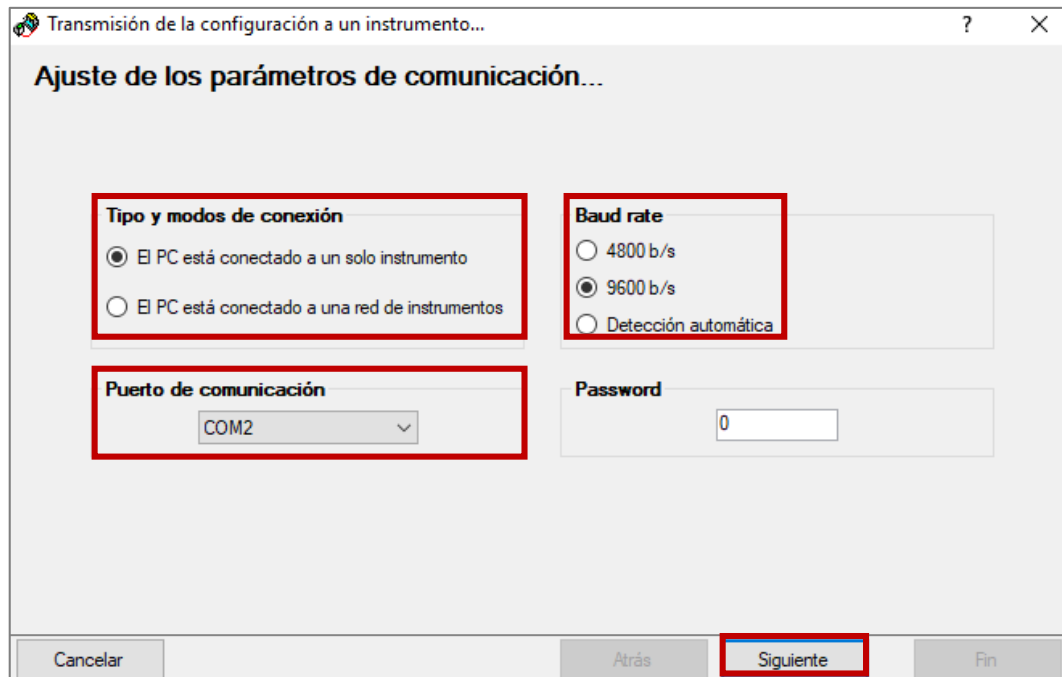


Figura 33: Ventana paso 10. Ajuste comunicación (Configuración medidor energía)

Paso 11: En la ventana de la **Figura 34** se indica la dirección en el caso de que el instrumento sea configurado sin desconectarlo del bus que comparte con el resto de equipos, en este caso al estar de forma aislada se pone en automático, de lo contrario se indicaría la dirección.

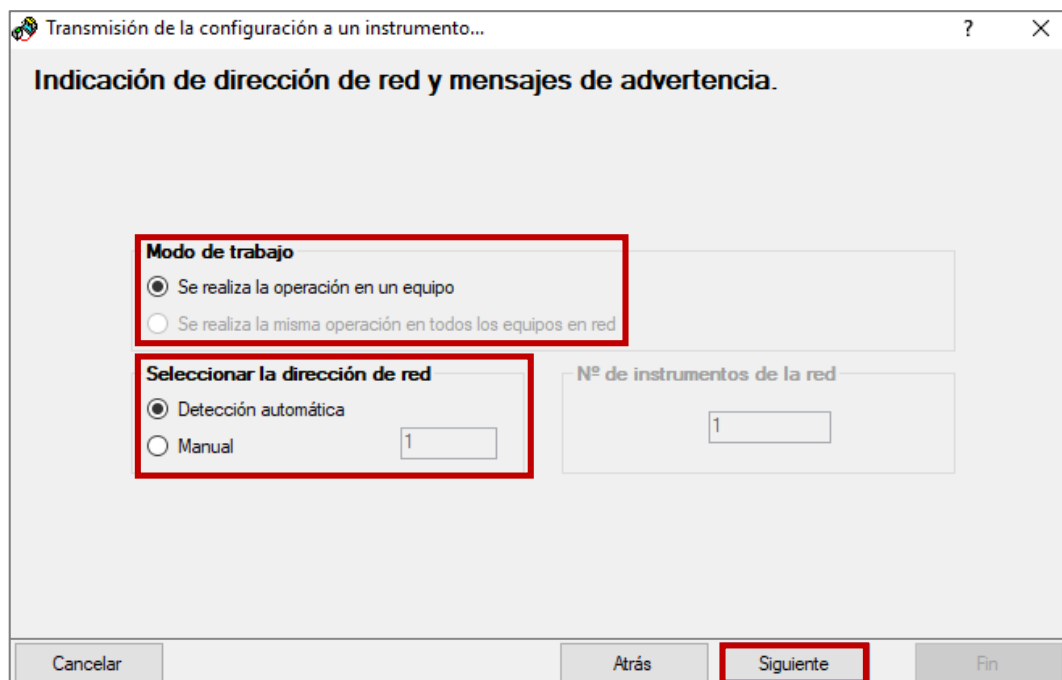


Figura 34: Ventana paso 11. Ajuste de red (Configuración medidor energía)

Paso 12: Esta ventana final (**Figura 35**) indica que se va a proceder a la transmisión del perfil de configuración al equipo desde el PC, al pulsar sobre *Fin*.



Figura 35: Ventana paso 12. Final transmisión y configuración (Configuración medidor energía)

Paso 13: Una vez finalizada la transmisión se procede a desconectar el medido de energía del PC y se incorpora al bus serie RS-485, común a todos los equipos de monitorización. Se recomienda que desde la ventana principal se imprima la configuración (**Figura 36**), para así, guardar y documentar de forma ordenada cual es la configuración que tienen los equipos en cada momento.

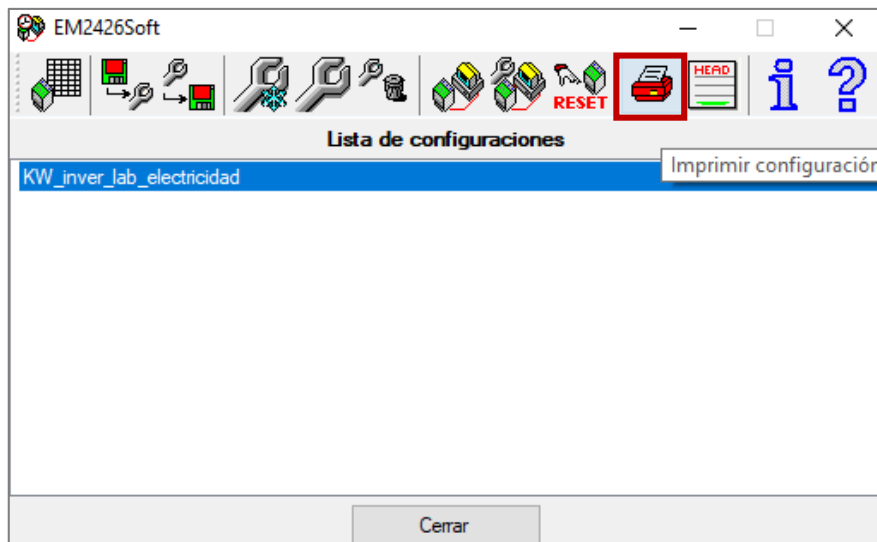


Figura 36: Ventana paso 13. Guardar configuración (Configuración medidor energía)

Se incluye como archivo adjunto a este trabajo el archivo de configuración que aquí se ha presentado, por lo que se puede importar y cargar directamente al equipo, sino se desea cambiar ningún parámetro. **“EM24_SFVCR_LAB_Electricidad.E46”**

2.2.1. Organigrama de la configuración del medidor de energía

Con la intención de poder ver de un modo rápido el proceso que se ha seguido para configurar los medidores de energía, en la **Figura 37** puede verse un esquema de dicho proceso.

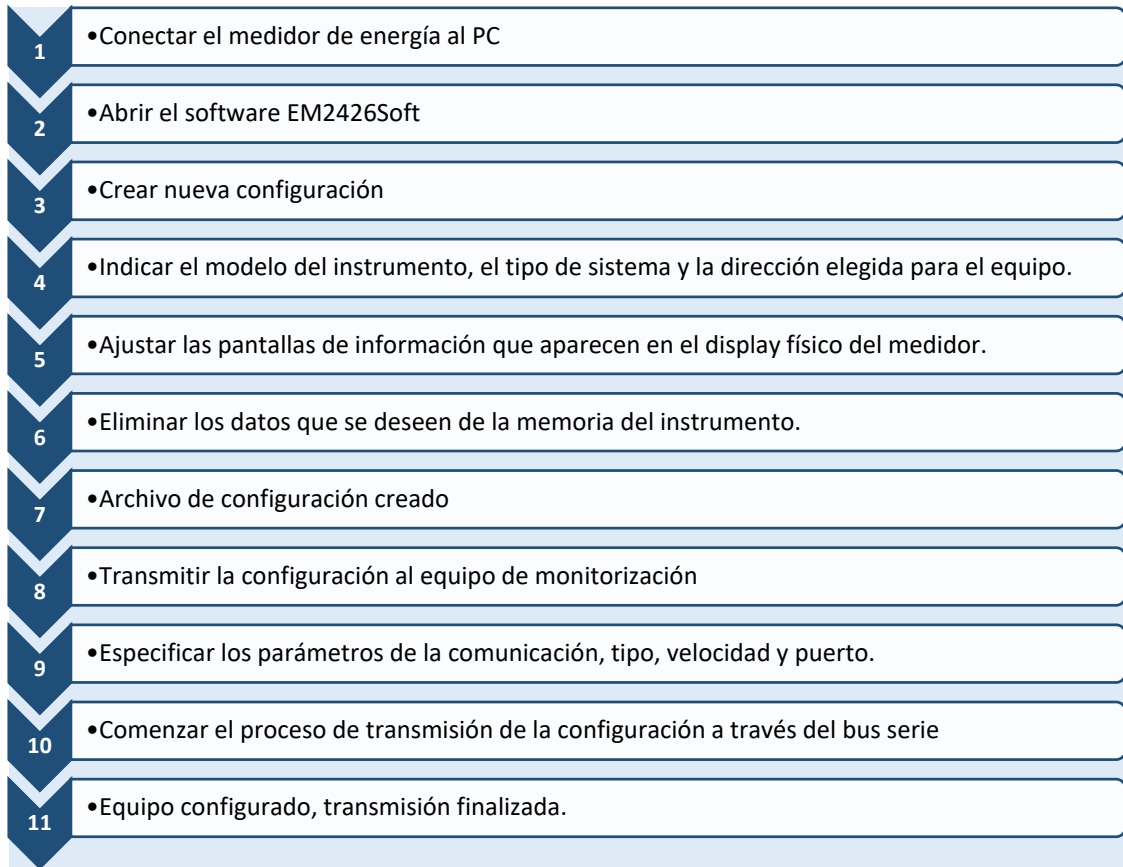


Figura 37: Organigrama del proceso de configuración del medidor de energía

3. OPC (OLE FOR PROCESS CONTROL)

3.1. Introducción

OPC es el estándar de comunicación desarrollado por Microsoft para que distintos softwares compartan información entre ellos, se sitúa principalmente en el área de control de procesos.

Esta comunicación es la que se utiliza para transmitir los datos monitorizados desde el software a la aplicación. El software se encarga de recuperar la información a través del puerto serie del ordenador, procesarla y a través del OPC enviarla al resto de programas que la soliciten. En este caso, el software del fabricante que se va a configurar, es el emisor de la información a través del estándar de comunicación OPC, y la aplicación software de monitorización desarrollada tiene como tarea solicitar la información y recibirla de este, siguiendo las pautas de esta comunicación.

Es importante destacar que **todos los nombres** de los equipos que se pongan a continuación, de sistemas, nombres de archivo, etc, **deben coincidir exactamente** con los que en este manual se han especificado. En caso de volver a instalar el sistema de monitorización, la aplicación de monitorización desarrollada solicitará los datos con unos nombres específicos a través de OPC, si los nombres no se respetan, la aplicación no podrá encontrar los datos bajo ningún concepto.

3.2. Configuración OPC



Figura 38: Icono aplicación OPC Server

Una vez configurados los equipos de monitorización de la manera que se ha explicado previamente, conectados todos al mismo bus, y este a su vez al ordenador central, se tiene que configurar el software encargado de leer los datos del bus serie, y de distribuirlos a los programas externos que soliciten dichos datos. El enlace de descarga directa del software **Carlo Gavazzi Controls OPC Server for BOs Array and Energy Meters** [5] (Figura 38) es: <https://www.gavazzionline.com/pdf/GavazziOPC.zip>, o también adjunto como archivo ejecutable en este trabajo.

A continuación, a través de ventanas explicadas convenientemente en distintos pasos, se va a realizar la configuración necesaria de este software.

Respetar exactamente los mismos nombres que aquí se ponen

Paso 1: Se abre el programa y aparece una ventana como en la Figura 39.

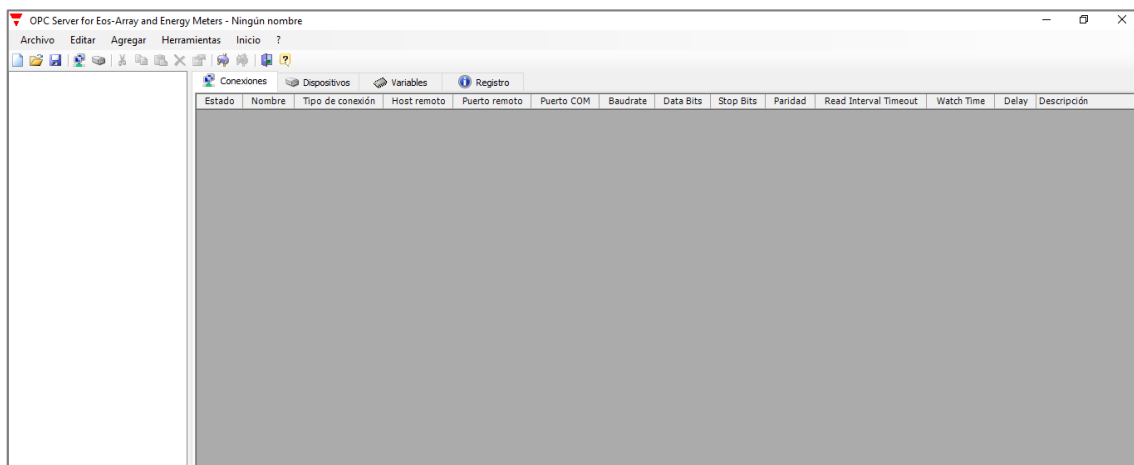


Figura 39: Ventana paso 1. Inicio (Configuración OPC)

Paso 2: En el menú superior de la ventana Inicio, se pulsa en *Agregar* y dentro de esta en *Agregar Conexión*, tal como se muestra en la **Figura 40**, o directamente pulsando F5 por teclado.

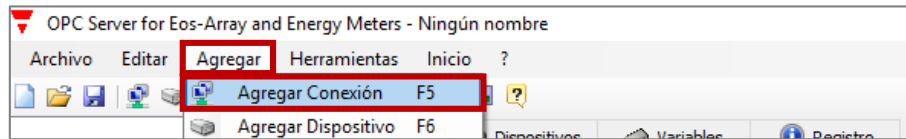


Figura 40: Ventana paso 2. Agregar conexión (Configuración OPC)

Paso 3: Ahora deben de configurarse las propiedades de la conexión entre el software y los equipos a través del puerto serie. En primer lugar, aparece una ventana con valores por defecto (**Figura 41**) que debe ser modificada de tal manera que quede como en la ventana de la **Figura 42**.

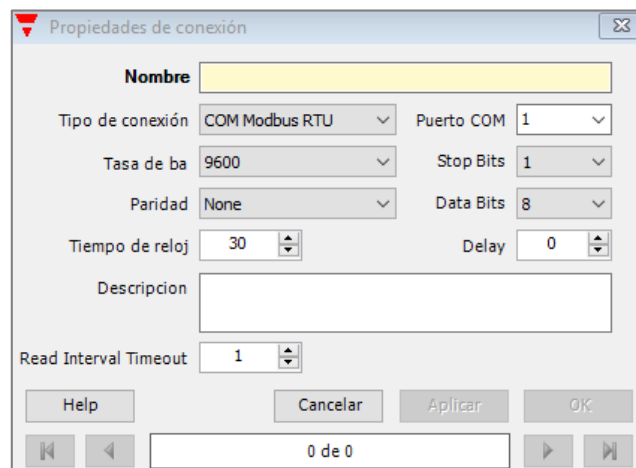


Figura 41: Ventana paso 3. Propiedades conexión (Configuración OPC)

Se modifican los parámetros de esta manera:

- La conexión tiene por nombre **SFVCR_LAB_ING_ELECTRICA**
- El tipo de conexión es **COM MODBUS RTU**.
- El puerto COM depende de la dirección que asigne el ordenador, en este caso el COM 1, para saber cuál se ha asignado, consultar **procedimiento 4**.
- La tasa de baudios se mantiene en **9600 baudios** pues en la configuración individual de dispositivos que se hizo a cada instrumento se le asignó esa velocidad de comunicación.
- El resto de parámetros no se modifican.

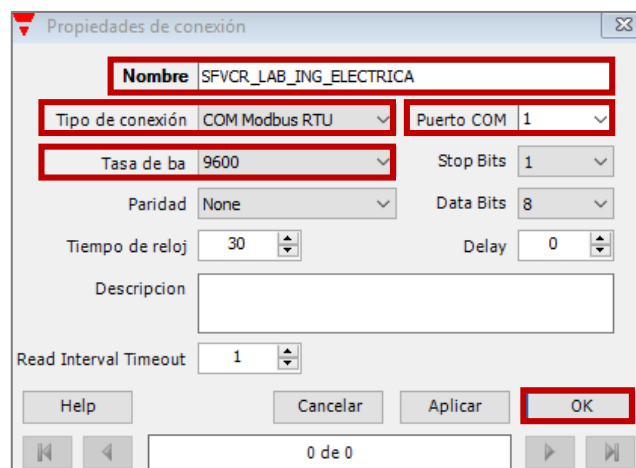


Figura 42: Ventana paso 3. Propiedades modificadas conexión (Configuración OPC)

Paso 4: Tras aceptar las propiedades se vuelve a inicio, donde se ha creado la conexión. Ahora se va añadiendo cada dispositivo conectado físicamente a la nueva conexión serie, para ello en el menú superior de la ventana Inicio se pulsa en *Agregar*, y dentro de esta en *Agregar dispositivo*, de la misma forma que se muestra en la ventana de la **Figura 43**, o directamente pulsando desde el teclado F6.

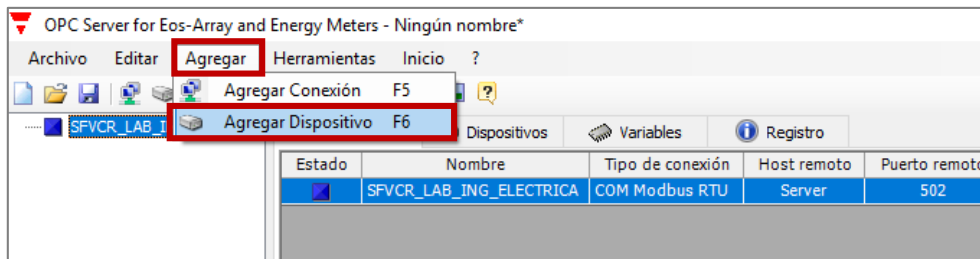


Figura 43: Ventana paso 4. Agregar dispositivo (Configuración OPC)

Paso 5: En la ventana de la **Figura 44** es donde se agregan cada uno de los dispositivos, en primer lugar, se incluye el dispositivo encargado de la monitorización del GFV, este a su vez está formado por 3 módulos: el maestro, el medidor de string y el medidor de variables meteorológicas.

El nombre del dispositivo es: **VMUM** que es como el fabricante denomina al módulo maestro, el tipo es VMU-M, otro parámetro importante es la dirección, para este equipo se asignó la dirección 1 en el momento de la configuración individual.

El resto de parámetros se quedan por defecto como aparecen en la ventana (**Figura 44**).

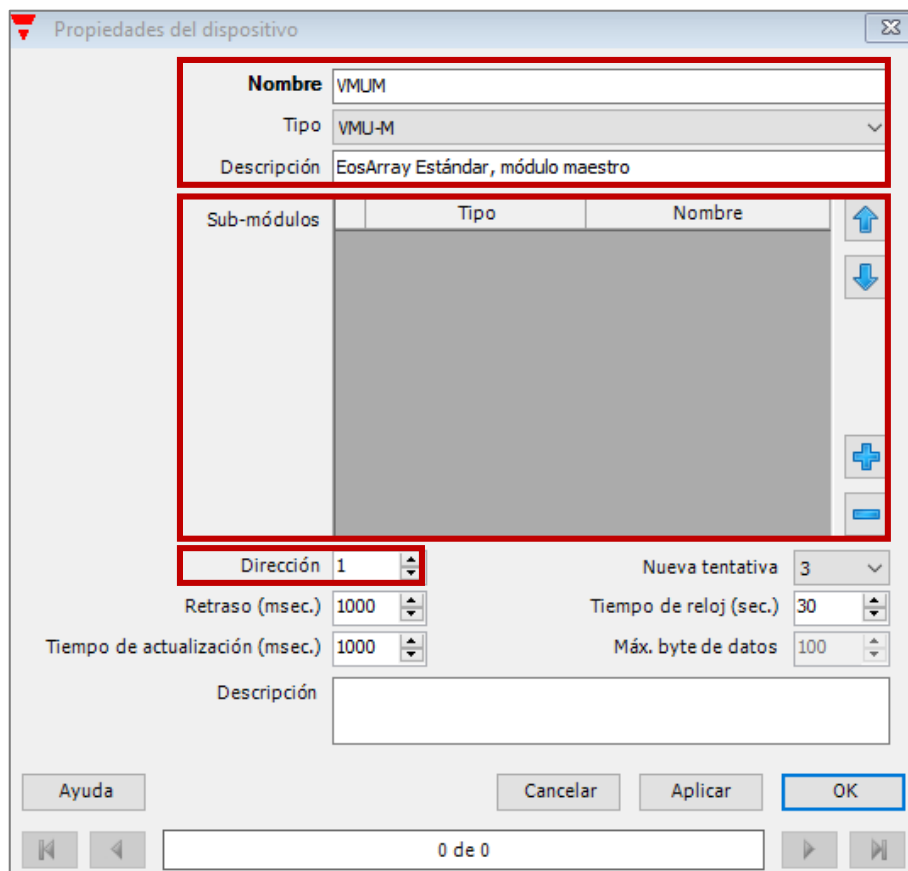


Figura 44: Ventana paso 5. Propiedades dispositivo (Configuración OPC)

En esta misma ventana en la sección denominada sub-módulos (**Figura 45**), es necesario especificar cuáles son los módulos que forman el equipo, además del maestro, es decir:

- Módulo de medida de String **Carlo Gavazzi VMUSAV30XSXX**
- Módulo meteorológico Carlo **Gavazzi VMUP2TIWXSX**



Figura 45: Ventana paso 5. Sub-módulos (Configuración OPC)

- El medidor de String se corresponde con el sub-módulo tipo **VMU-S30** y se nombra **PV**.
- El medidor de condiciones ambientales es el sub-módulo tipo **VMU-P (120mV)** y se nombra **METEO**.

La ventana debe quedar finalmente como la **Figura 46**, respetando fielmente los nombres que se han asignado para que la aplicación a través del OPC sea capaz de solicitar las variables, cuyos enlaces están formados por estos nombres.

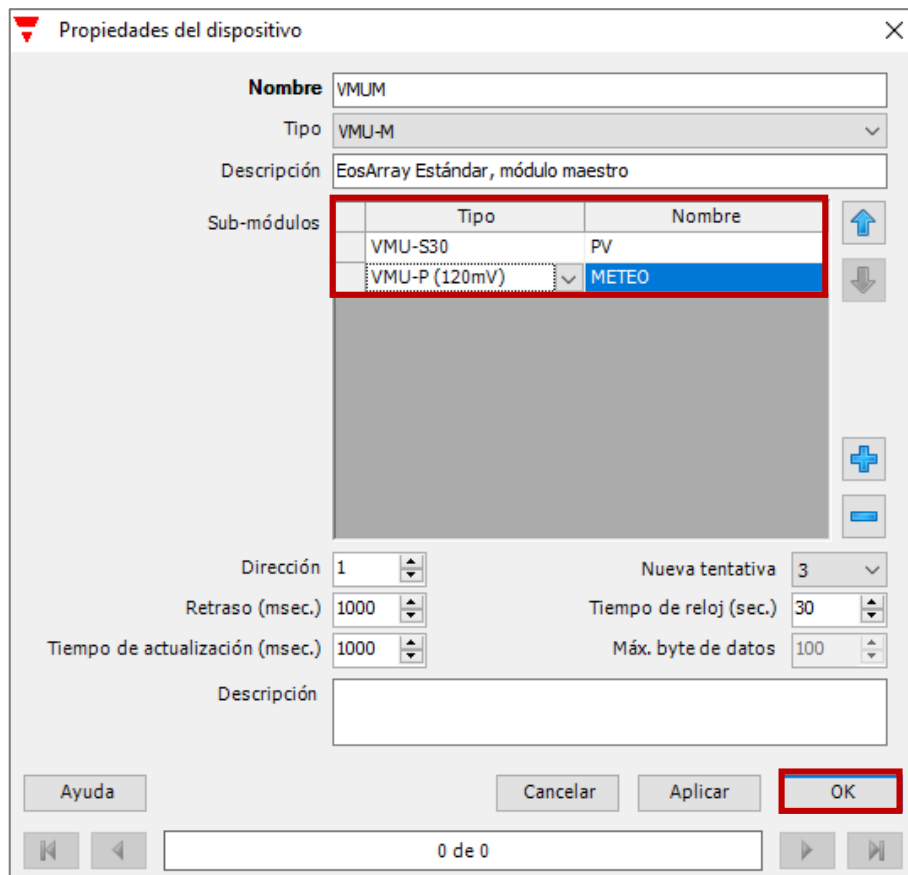


Figura 46: Ventana paso 5. Propiedades Sub-módulos (Configuración OPC)

Paso 6: A continuación, se pasa a añadir otro dispositivo, uno de los analizadores de red, en este caso el situado a la salida del inversor. Se repite el proceso, desde la ventana de Inicio se agrega un dispositivo como en la **Figura 47**. Comprobar que a la izquierda de esta ventana, donde se sitúa el índice de la instalación, ya se haya agregado el equipo de monitorización del GFV anterior.

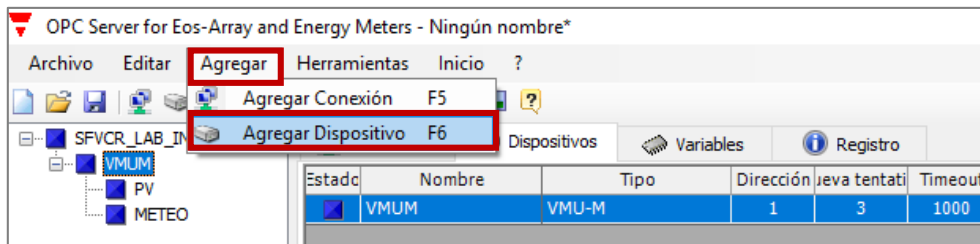


Figura 47: Ventana paso 6. Agregar dispositivo 2 (Configuración OPC)

Paso 7: De nuevo se completa la ventana con la información del equipo, en este caso el analizador de energía de **Carlo Gavazzi EM24DINAV93XISX**.

Se denomina el dispositivo como **ENERGIA_INVERSOR**, el tipo **EM24-DIN AV2/AV9** y la dirección se le asignó la 2 en la configuración. El resto de parámetros se dejan como vienen por defecto. La ventana debe quedar como la de la **Figura 48**.

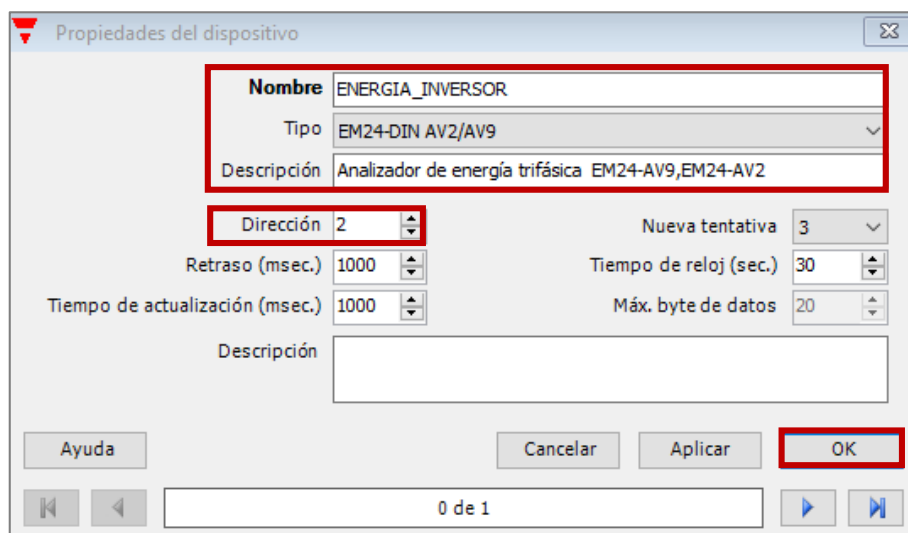


Figura 48: Ventana paso 7. Propiedades dispositivo (Configuración OPC)

Paso 8: Por último, se añade el dispositivo situado entre las cargas y la red, el cual ofrecerá la información de cuanto se inyecta e importa de la red. Se repite una vez más el proceso de agregar un dispositivo (**Figura 49**), así como, debe de comprobarse que en el índice de dispositivos situado a la derecha ya se hayan incluido los dos equipos que se han añadido anteriormente.

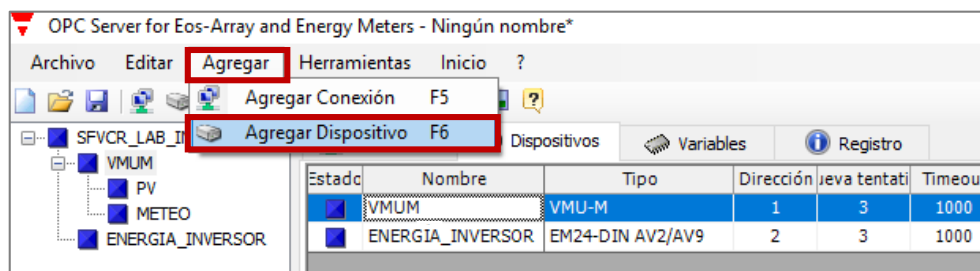


Figura 49: Ventana paso 8. Agregar dispositivo 3 (Configuración OPC)

Paso 9: De la misma forma que antes, se completa la ventana con las propiedades del dispositivo que se quiere añadir, en este caso el analizador de energía de **Carlo Gavazzi EM24DINAV93XISX**.

Al dispositivo se le asigna el nombre **ENERGIA_RED**, el tipo **EM24-DIN AV2/AV9** y la dirección es la que se le asigno en la configuración, es decir, la 3. El resto de propiedades se mantienen como vienen por defecto. La ventana tiene que quedar como la de la **Figura 50**.

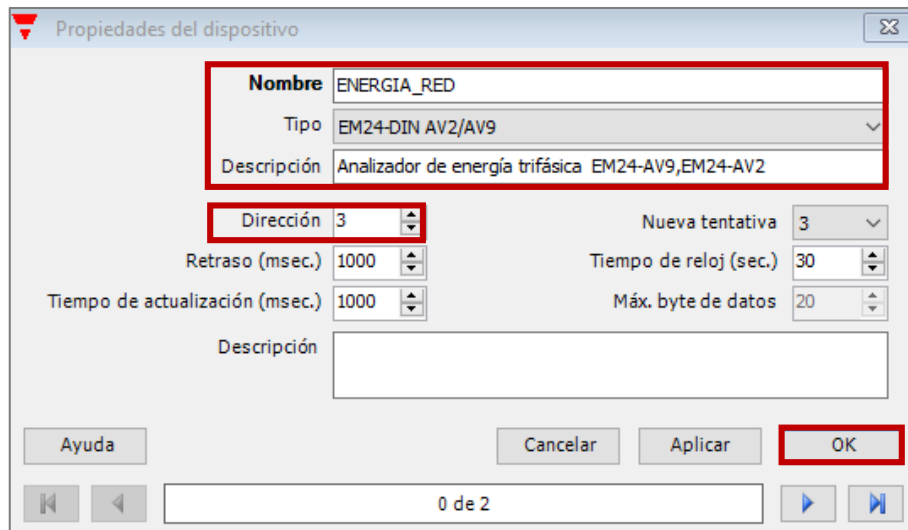


Figura 50: Ventana paso 9. Propiedades dispositivo (Configuración OPC)

Paso 10: Por último, se realiza la comprobación de que estén en el índice todos los dispositivos de monitorización agregados, tal como se puede ver en la **Figura 51**.

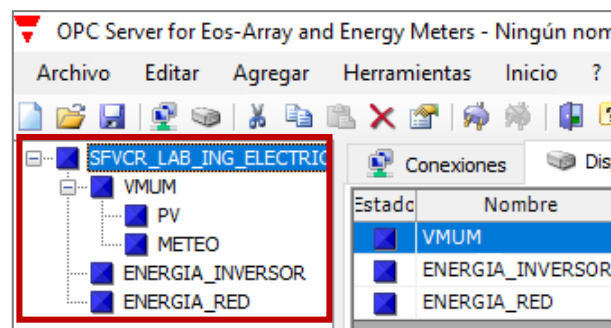


Figura 51: Ventana paso 10. Índice dispositivos (Configuración OPC)

Aparecen unas formas cuadradas azules al lado de cada dispositivo, las cuales sirven para indicar el estado de la comunicación. En este caso aparecen en azul porque la conexión no se ha establecido, para que esta se establezca y aparezcan en verde, debe de pulsarse *Inicio* o el símbolo de un enchufe justamente debajo de ese menú (**Figura 52**).

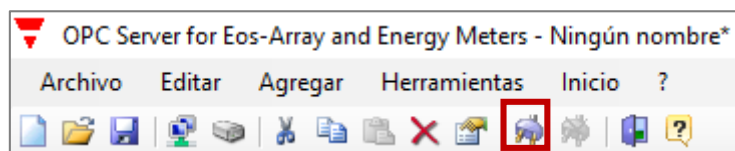


Figura 52: Ventana paso 10. Inicio de conexión (Configuración OPC)

Paso 11: Para que la aplicación software de monitorización desarrollada, establezca automáticamente la comunicación con este servidor a través del OPC, y no haya que iniciar el software

y la comunicación de forma manual cada vez que el PC se encienda, se realiza el siguiente procedimiento. En la ventana de inicio (**Figura 53**), en el menú superior se pulsa en *Herramientas*, se despliega el submenú correspondiente donde deben de dejarse seleccionadas las siguientes características:

- *Conectar servidor al inicio*: el software OPC Server se inicia de forma automática al encender el PC y se conecta la comunicación OPC.
- *Cargar última configuración*: se carga la configuración última que se estableció.

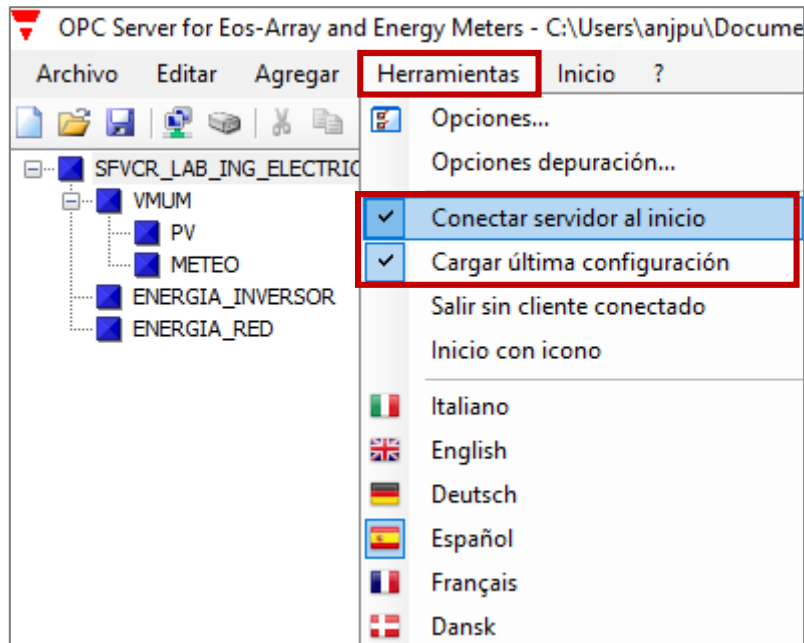


Figura 53: Ventana paso 11. Configuración inicio OPC (Configuración OPC)

Paso 12: Para guardar la configuración, y poder usarla en otra ocasión sin tener que hacer todos los pasos, se guarda el archivo tal como se ve en la **Figura 54**, luego sólo será necesario abrirlo, conteniendo este toda la configuración que se ha agregado anteriormente.

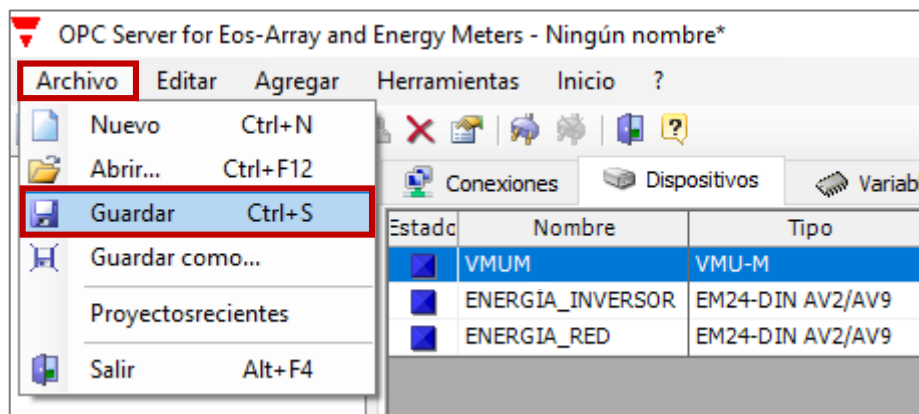


Figura 54: Ventana paso 12. Guardar configuración (Configuración OPC)

El nombre del archivo debe ser exactamente: **SFVCR_LAB_ING_ELECTRICA**, estos archivos tienen como extensión: **.cgcX**, tal como se ve en la **Figura 55**.

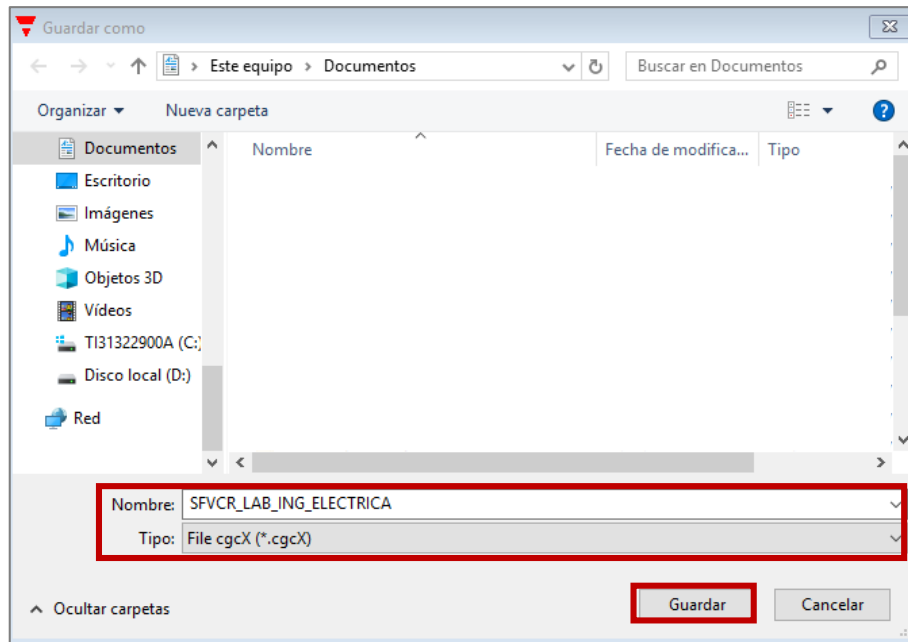


Figura 55: Ventana paso 12. Ubicación archivo configuración (Configuración OPC)

Nota

Al minimizar la ventana del software OPC o al cerrarlo, si se quiere recuperar posteriormente, es común que el icono no aparezca en la barra de tareas. Para ello, se debe ir a la flecha de mostrar iconos ocultos, ahí aparecerá el icono de Carlo Gavazzi. Una vez ahí, clicar con el botón derecho sobre él y pulsar en mostrar, tal como se indica en la **Figura 56**.

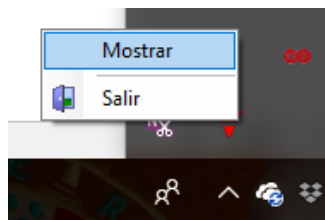


Figura 56: Abrir software OPC

Se incluye como archivo adjunto a este trabajo el archivo de configuración que aquí se ha presentado, por lo que se puede importar y cargar directamente al equipo, sino se desea cambiar ningún parámetro. **“SFVCR_LAB_ING_ELECTRICA.cgcX”**

3.2.1. Organigrama de la configuración de la comunicación OPC

Para poder ver de forma rápida el proceso seguido para configurar la comunicación OPC, en la **Figura 57** puede verse un organigrama de los pasos seguidos más significativos.

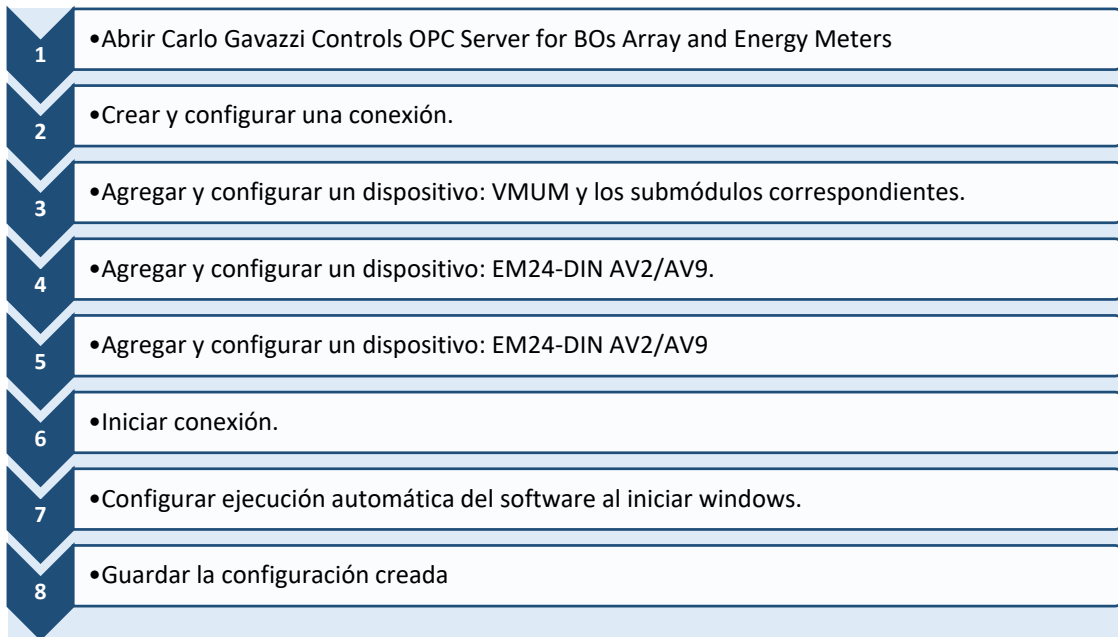


Figura 57: Organigrama del proceso de configuración de la comunicación OPC

4. REQUISITOS DEL SISTEMA

- Requisitos para los softwares de configuración de los equipos y OPC
 - ✓ Un ordenador con puerto serie, preferiblemente RS-485, de lo contrario con la ayuda de un adaptador: RS-485→RS-232. RS-485→USB...
 - ✓ Todas las aplicaciones software utilizadas se pueden instalar sobre las versiones de S.O. Windows XP, Vista, 7, 8 y 10. Se ha probado tanto en Windows 7 como en Windows 10 satisfactoriamente.

- Requisitos de la aplicación software desarrollada: **Visualab UJA**
 - ✓ La aplicación ha sido probada al 100% en el S.O. Windows 7, aun así, debería funcionar sin problemas en versiones superiores a esta, como Windows 8 y Windows 10.
 - ✓ Es necesario tener configurados los equipos de la manera que se explica en este manual, así como, conectados todos al mismo bus.
 - ✓ Necesidad de un PC con puerto serie, preferiblemente RS-485, aunque ha sido probado al 100% con un equipo con conexión RS-232, con la ayuda de un dispositivo de adaptación de RS-485 a RS-232.
 - ✓ Es necesario que esté instalado en el equipo del software **Carlo Gavazzi Controls OPC Server for BOs Array and Energy Meters**, encargado de establecer la comunicación serie con los equipos y, de distribuir los datos que llegan a través del protocolo OPC a los programas que se lo soliciten dentro del mismo ordenador.
 - ✓ La resolución de la pantalla para la que ha sido desarrollada la aplicación es: **1680x1050**.
 - ✓ Es recomendable que el ordenador encargado de la monitorización, donde se instalará la aplicación: **Visualab UJA** no sea usado con otros fines. Esto es debido a que ciertos softwares pueden afectar al rendimiento, lo que podría llevar a la aplicación a no desarrollar correctamente sus tareas. Además, por error podría apagarse la aplicación, lo que provocaría que el sistema dejase de recopilar datos hasta que se volviese a ejecutar, restando calidad a los datos y a la experiencia con el usuario.
 - ✓ Se recomienda igualmente que, el PC tenga una unida SAI para no perder la alimentación en caso de una falta de suministro eléctrico de la red, ya que provocaría el apagado del PC, una pérdida de datos hasta que se volviese a encender.
 - ✓ La aplicación se distribuye como un archivo .EXE dentro de una carpeta con más archivos, los cuales son necesarios igualmente para su funcionamiento. La aplicación puede funcionar sin necesidad de tener instalado LabVIEW en el PC, pero si instalado: LabVIEW Run-Time Engine (32 bits), un software gratuito que distribuye National Instruments, y que puede ser descargado en el siguiente enlace: <http://www.ni.com/download/labview-run-time-engine-2012/3433/en/>, además, se incluye como archivo adjunto en este trabajo, habiendo sido probado satisfactoriamente. El Run-Time es de 32 bits puesto que la versión de LabVIEW utilizada para el desarrollo de la aplicación, es de 32 bits [6].
 - ✓ Para la conexión web, es necesario que los ordenadores que quieran ver remotamente la aplicación a través de un explorador web (Internet Explorer para un buen funcionamiento) estén en la misma red local del ordenador que tiene instalada la aplicación.

5. PROCEDIMIENTOS COMUNES

En este apartado se explican los procedimientos necesarios más usuales que pueden presentarse al usuario a la hora de querer instalar, modificar o cambiar el sistema. Se recogen 6 procedimientos, los cuales se enumeran en la **Figura 58**.

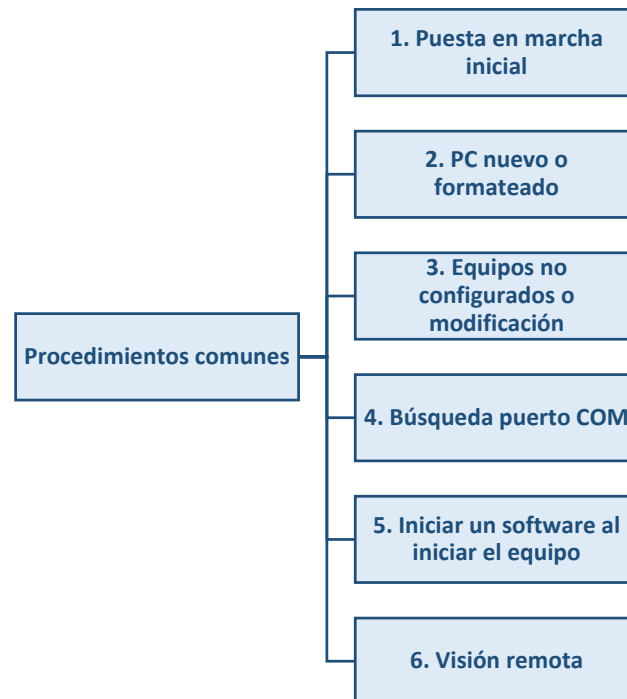


Figura 58: Procedimientos comunes

5.1. Procedimiento 1: puesta en marcha inicial

Este procedimiento es el adecuado cuando se va a poner en marcha el sistema de monitorización desde cero, es decir, sin equipos ni ordenador configurados.

1. Si los equipos no están montados en sus puntos se puede optar por configurarlos antes, de lo contrario se desconecta cada equipo del bus serie y se van conectando al PC a medida que se van a configurar. En la configuración actual se han usado 3 equipos, los cuales se configuran de la forma especificada en el **apartado 2 de este manual “Configuración de los equipos”**:
 - **Equipo de monitorización de parámetros meteorológicos** se configura de la manera especificada en el **apartado 2.1 de este manual “Configuración del medidor de parámetros del GFV”**.
 - **Medidor de energía a la salida del inversor** se configura como se detalla en el **apartado 2.2 de este manual “Configuración del medidor de energía”**.
 - **Analizador de red** se configura igual que el medidor de energía a la salida del inversor, ya que se trata de un equipo exactamente igual. **Apartado 2.2 de este manual “Configuración del medidor de energía”**.

IMPORTANTE: Prestar especial cuidado en la manipulación de los equipos a la hora de desconectarlos y conectarlos a la red.

Tras configurar los tres equipos pertinentes, se conectan al bus serie y se realizan las conexiones necesarias en los puntos que se va a monitorizar.

- Se instala el software **Carlo Gavazzi Controls OPC Server for BOs Array and Energy Meters** en el PC encargado de la monitorización. La configuración de este software se realiza tal como se explica en el **apartado 3.2 “Configuración OPC”** de este manual.

IMPORTANTE: Se tiene que respetar exactamente todos los nombres, tanto de los equipos, comunicación y nombre del archivo de configuración, de lo contrario la aplicación no será capaz de encontrar las distintas variables monitorizadas.

- Por último, se ejecuta la aplicación desarrollada **Visualab UJA**, cuya carpeta de archivos se encuentra adjunta en este trabajo. De forma simple el archivo tiene por nombre: Visualab UJA.exe, cuyo icono corresponde con la **Figura 59**.

Al ejecutar la aplicación se inicia automáticamente la monitorización, comprobar que los datos monitorizados son correctos.



Figura 59: Icono aplicación

5.2. Procedimiento 2: PC nuevo o formateado

Este procedimiento se abordará si se va a sustituir el PC por otro diferente o si es necesario por algún motivo formatearlo. Como los equipos se suponen que están configurados, habría que realizar solamente el **punto 2** y el **punto 3** del **apartado 5.1. “Procedimiento 1: puesta en marcha inicial”**, para volver a poner en marcha el sistema de monitorización

5.3. Procedimiento 3: Equipos no configurados

En el caso de tener los equipos sin configurar, o se desea modificar algún parámetro de su configuración, se debe de realizar el **punto 1** del **apartado 5.1. “Procedimiento 1: puesta en marcha inicial”**.

5.4. Procedimiento 4: Búsqueda puerto COM

Se deben seguir estos 3 pasos para poder obtener el puerto COM en un PC.

- Entrar en el panel de control de Windows

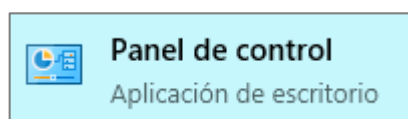


Figura 60: Panel de control de Windows

- Pulsar en Administrador de dispositivos

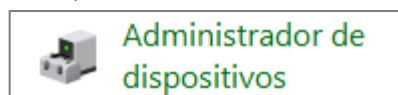


Figura 61: Administrador de dispositivos de Windows

- Extender la opción Puertos (COM y LPT), y entre paréntesis de la comunicación se indica que puerto COM se está usando, en este caso el COM1 es el que se asignado al puerto serie al que está conectado el bus de los equipos de monitorización.

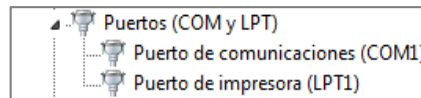


Figura 62: Puertos (COM y LPT) en Windows

5.5. Procedimiento 5: Iniciar un software al iniciar el equipo

Es recomendable que en caso de que se apague el PC y se vuelva a encender, no haya que tener que ejecutar manualmente la aplicación, ya que esto podría provocar que en algunas ocasiones no se llegase a ejecutar y se perdiese durante un tiempo indeterminado los datos de monitorización. Por esto se explica cómo **hacer que un programa se inicie automáticamente al encender el PC**. Si se hace, siempre que se encienda el PC comenzará a monitorizar la instalación fotovoltaica automáticamente, sin tener que hacer nada. Para ello se deben seguir estos pasos:

Este equipo → Disco Local → ProgramData → Microsoft → Windows → Menú Inicio → Programas → Inicio.

O, más fácil es ir a esta ubicación directamente desde la barra de direcciones del explorador y pegar un acceso directo del .EXE de la aplicación de monitorización

C:\ProgramData\Microsoft\Windows\Start Menu\Programs\StartUp

5.6. Procedimiento 6: Visión remota

Una vez se tenga funcionando correctamente la aplicación de monitorización, puede resultar de interés ver lo que sucede en el equipo central desde otro ordenador (siempre y cuando esté conectado a la misma red local que el PC encargado de la monitorización), es lo que se llama monitorización remota o telemonitorización. Para ello se debe copiar esta dirección: **<http://192.168.19.159:8000/Visualab%20UJA.html>** en la barra de búsqueda de un navegador, preferiblemente Internet Explorer, puesto que el resto de navegadores han presentado problemas en ciertas ocasiones.

Sólo se permite la visualización de la pantalla que este en ese momento puesta en la aplicación del ordenador central, no se permite controlar ya que se ha valorado la seguridad y robustez del sistema, y este punto intermedio aseguraba un equilibrio entre todas las cosas.

IMPORTANTE: La ventana del navegador se actualiza cada segundo, para poder ver valores en tiempo real.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Gavazzi, "Hoja técnica de datos: Modelo EOS-Array (gestión y control de aplicaciones fotovoltaicas)." [Online]. Disponible en: https://www.enertronic.es/wp-content/uploads/2016/04/ENERTRONIC_CARLO_GAVAZZI_UNIDAD_ENTRADA_SALIDA_VMU-O.pdf. [Último acceso: Jun-2018].
- [2] C. Gavazzi, "Software de configuración Eos ArraySoft."
- [3] C. Gavazzi, "Hoja técnica de datos: Analizador de redes trifásico compacto Modelo EM24 DIN." [Online]. Disponible en: http://www.farnell.com/datasheets/1500018.pdf?_ga=2.212391572.1831190930.1535732485-1861792374.1535732485. [Último acceso: Jun-2018].
- [4] C. Gavazzi, "Gestión y Control de Energía Eléctrica Software de Gestión Modelo EM2426Soft."
- [5] C. Gavazzi, "Network Software for Energy Management Type OPC Server for Eos-Array and Energy Meters." [Online]. Disponible en: <http://www.carlogavazzisales.com/pdfs/OPCserverDatasheet.pdf>. [Último acceso: Jun-2018].
- [6] National Instruments, "LabVIEW and LabVIEW Run-Time Engine Compatibility." [Online]. Disponible en: <http://www.ni.com/product-documentation/53635/en/>. [Último acceso: Jun-2018].

ANEXO III
MANUAL TÉCNICO

Índice de contenidos

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	3
2.1.	Generador fotovoltaico (GFV)	3
2.2.	Inversor	5
2.3.	Cableado	6
2.4.	Protecciones	7
3.	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	7
3.1.	Monitorización de los parámetros del generador fotovoltaico	8
3.2.	Monitorización de salida del inversor y la red.....	8
4.	ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA	9
5.	HOJAS TÉCNICAS.....	10
5.1.	Módulo fotovoltaico: AC-270P/156-60S.....	10
5.2.	Inversor: SMA SUNNY BOY 3000TL.....	12
5.3.	Módulo maestro: VMUM4AS1T2XT - Módulo medidor String: VMUSAV30XSXX - Módulo meteorológico: VMUP2TIWXSX.....	14
5.4.	Medidor de energía: EM24DINAV93XISX	43
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	63

Índice de tablas

Tabla 1: Características del generador fotovoltaico.....	4
Tabla 2: Características del inversor.....	6

Índice de figuras

Figura 1: Esquema de contenidos del manual técnico.....	3
Figura 2: Topología generador fotovoltaico.....	3
Figura 3: Esquema simplificado de las conexiones del sistema de monitorización	7
Figura 4: Esquema unifilar del sistema.....	9

1. INTRODUCCIÓN

En el presente manual se detalla técnicamente tanto la instalación fotovoltaica como el sistema de monitorización del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Jaén.

El manual queda dividido de la manera que se expone en la **Figura 1**:

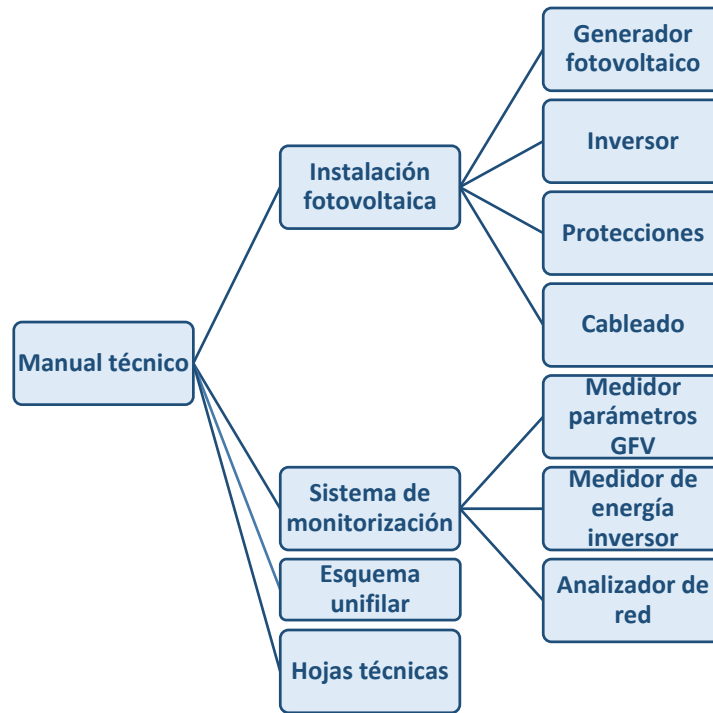


Figura 1: Esquema de contenidos del manual técnico

2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación fotovoltaica comprende desde la azotea del edificio A3 hasta el laboratorio del departamento de Ingeniería Eléctrica A3-265/266 de la Universidad de Jaén. A continuación, se detallan las características más importantes de los distintos equipos que forman dicha instalación, el cableado y las protecciones.

2.1. Generador fotovoltaico (GFV)

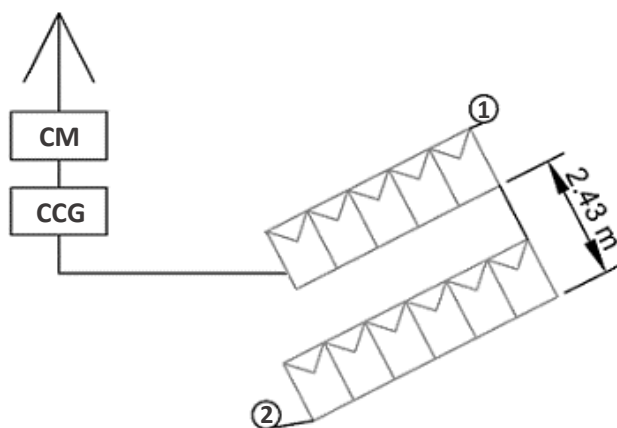


Figura 2: Topología generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se encuentra situado en la parte noreste de la terraza del edificio A3 de la Universidad de Jaén.

La potencia nominal es de 2,97 kW, y está formado por 11 módulos en serie (**Figura 2**) del fabricante **AXITEC: AC-270P/156-60S** [1]. Para más información acerca del módulo fotovoltaico consultar la hoja técnica adjunta en el apartado 5.1.

Los módulos se encuentran sujetos, con una inclinación de 15°, a unos soportes fabricados en hormigón, de la empresa SOLARBROC [2].

En la **Tabla 1** se incluyen todos los datos de interés acerca del generador fotovoltaico: topología, ubicación, parámetros eléctricos y parámetros térmicos.

Topología	
Número de módulos	11 módulos
Conexión de los módulos	11 módulos en serie
Tipo de conexión	Conector MC4
Número de ramas	2 ramas paralelo. Rama 6 mód. y rama 5 mód.
Separación ramas	2,43 m
Área	Dimensión módulo: 1640mmx992mmx35mm
	17,9 m ²
Ubicación	
Coordenadas	37° 47' 14,3'' N 3° 46' 38,2'' W
Inclinación	15°
Orientación	Azimut -7°
Altura sobre nivel del mar	570 m
Parámetros Eléctricos	
Potencia nominal (P_m)	2970 W
Tensión en el punto de máxima potencia (V_m)	342,3 V
Intensidad en el punto máxima potencia (I_m)	8,71 A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	420,2 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc})	9,25 A
Eficiencia (η)	16,6%
Parámetros térmicos	
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,3%/k
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α)	0,04%/k
Coefficiente de temperatura de P_m (γ)	-0,42%/k

Tabla 1: Características del generador fotovoltaico

Tras ver las características generales del generador fotovoltaico, se pasan a detallar los datos del inversor que forma parte de la instalación.

2.2. Inversor

El inversor es una parte fundamental de un sistema fotovoltaico conectado a red. El fabricante del inversor instalado es **SMA**, y el modelo del mismo es **SUNNY BOY 3000TL** [3]. Para más información acerca del inversor consultar la hoja técnica adjunta en el apartado 5.2.

En la **Tabla 2** se muestran las principales características de interés del inversor de la instalación fotovoltaica, cabe destacar que tiene entrada para dos string o generadores, aunque ambos comparten el mismo seguidor del punto de máxima potencia. Para esta instalación sólo se ha utilizado una entrada.

Características de entrada	
Potencia máxima DC (con $\cos \varphi=1$) (P_{DC})	3200 W
Tensión máxima DC ($V_{DC,m\acute{a}x}$)	550 V
Tensión mínima DC ($V_{DC,m\acute{i}n}$)	125 V
Rango de tensión MMP ($V_{DC,MPP}$)	188 V - 440 V
Tensión nominal DC (V_{DC})	400 V
Corriente máxima por string ($I_{DC,m\acute{a}x}$)	17 A
Seguidores de máxima potencia	1
Número de String	2
Características de salida	
Potencia nominal AC (P_{AC})	3000 W
Potencia aparente máxima AC ($S_{AC,m\acute{a}x}$)	3000 VA
Corriente máxima ($I_{AC,m\acute{a}x}$)	16 A
Tensión nominal (V_{AC})	180,280 V
Frecuencia nominal (f)	50,60 Hz
Coseno φ	1
Fases de inyección	1
Rendimiento	
Rendimiento Máximo	97%
Rendimiento Europeo	96,3%
Características generales	
Peso	22 kg
Dimensiones (ancho/alto/fondo) en mm	470/445/180
Consumo característico nocturno	<0,5 W

Tipo de protección electrónica	IP65
Área de conexión (según CEI 60529)	IP54

Tabla 2: Características del inversor

Además de las anteriores características mencionadas, el inversor está dotado de las siguientes protecciones:

- Protección contra polarización inversa (CC).
- Seccionador de carga de CC ESS.
- Resistencia al cortocircuito (CA).
- Monitorización de cortocircuito a tierra.
- Monitorización de red (SMA Grid Guard).
- Clase (I) de protección.
- Categoría (III) de sobretensión.

2.3. Cableado

En este apartado se detalla que tipo de conexiones hay en cada tramo de la instalación fotovoltaica, la cual se divide en 4 tramos diferentes:

TRAMO A: Generador fotovoltaico ↔ Cajetín de conexión general

El primer tramo abarca la conexión entre todos los módulos que forman el generador hasta la conexión con las protecciones en continua, contenidas en el cajetín de conexión general (CCG en la **Figura 2**).

El cableado empleado para esta conexión es de sección **2 x (1 x 4 mm²)**, y la conexión entre módulos se ha realizado con **conectores MC4**. Este cableado llega canalizado hasta el cajetín de conexión general por medio de tubo de aluminio de 20 mm².

TRAMO B: Cajetín de conexión general ↔ Cajetín de monitorización

El segundo tramo comprende el trayecto entre el cajetín de conexión general (CCG en la **Figura 2**), que contiene las protecciones en continua, y el cajetín de monitorización (CM en la **Figura 2**) donde se mide los parámetros eléctricos y meteorológicos del GFV. Para este tramo se ha usado cableado especial para instalaciones fotovoltaicas, **2 x (1 x 16 mm²) ZZF-(AS)**, en tubo de acero de 20 mm².

TRAMO C: Cajetín de monitorización ↔ Inversor

En el tercer tramo, se incluye todo el cableado eléctrico que va desde la azotea del edificio A3 hasta el inversor, en el laboratorio A3 265/266.

Se ha empleado un cableado especial para instalaciones fotovoltaicas como indica la normativa, **2 x (1 x 16 mm²) ZZF-(AS)**, con el sistema de canalización de bandeja de tipo rejilla.

TRAMO D: Inversor ↔ Red distribución de baja tensión

Para el último de los tramos, que va desde el inversor hasta la conexión con la red eléctrica de baja tensión se ha empleado:

Cable flexible universal de 4 mm² de sección, soporta corrientes de hasta 36 A, el neutro tiene la misma sección.

2.4. Protecciones

Protecciones en continua

El generador fotovoltaico está conectado al cajetín de conexión general (ARMARIO PNZ-A/MINNIE PNZ-325 Doble Barra) (CCG en la **Figura 2**), el cual contiene:

- **Protector contra sobretensiones transitorias**, tipo 2, 40 kA I_{max} (8/20), y PV, 1000V dc, fotovoltaico, 3 polos, desenchufable, 3 Módulos.
- **Interruptor seccionador** ZFV 16 A.

Protecciones en alterna

El cajetín de monitorización tiene una alimentación de 220 V (AC) para alimentar los equipos de medida, por medio de un transformador de 24 V, y un punto de conexión. Por esta razón contiene un **interruptor magnetotérmico** DPN 1P+N 10 A Curva C.

Las protecciones en el laboratorio A3 265/266 en alterna son:

- A salida del inversor, anterior a la conexión con el primer medidor de energía hay un **interruptor automático magnetotérmico** iK60N 32A, 2P, poder de corte 6 kA, curva tipo C.
- Para proteger dos enchufes o puntos de conexión para cargas, se dispone de 2 **interruptores automático magnetotérmicos** estrecho iDPN F, 1P + N, 16 A, poder de corte 6 kA, curva.
- A la salida del segundo medidor de energía se incluye un **interruptor automático magnetotérmico** iK60N 32A, 2P, poder de corte 6 kA, curva tipo C.
- En el punto de conexión con la red, existe un **interruptor diferencial** iLD, 2P, 40 A, 30 mA, clase A SI.

Puesta a tierra

La conexión a tierra se lleva a cabo con **cable de 6 mm²**, para los **módulos fotovoltaicos, marcos, elementos metálicos, enchufes y equipos de protección**. Para la puesta a tierra del **enchufe de la caja de monitorización** el cable utilizado es de **1.5 mm²**. Ambas tierras están conectadas con la tierra común del edificio A3.

3. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

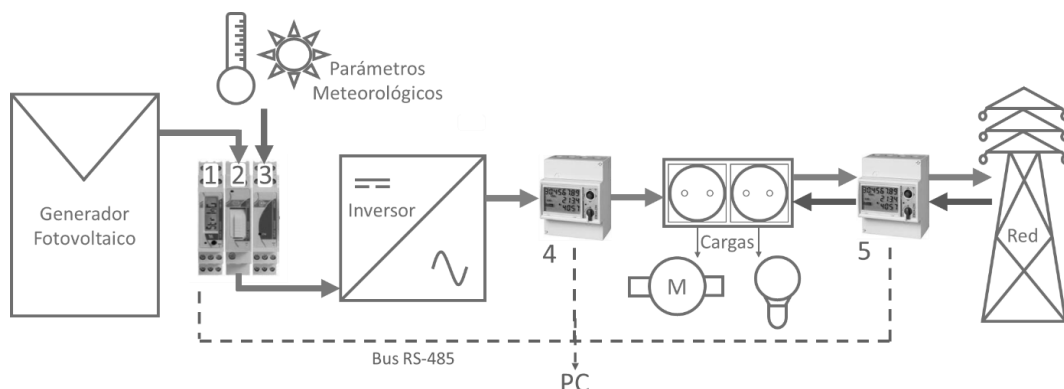


Figura 3: Esquema simplificado de las conexiones del sistema de monitorización

El sistema de monitorización está compuesto por tres partes, la primera de ellas que se encarga de monitorizar los parámetros eléctricos del generador fotovoltaico y las condiciones meteorológicas (elementos 1, 2 y 3 de la **Figura 3**), la segunda parte se encarga de monitorizar a la salida del inversor (4 de la **Figura 3**) y la tercera y última parte monitoriza la conexión a red (5 de la **Figura 3**).

Ahora se explican que equipos usados en cada parte del sistema de monitorización que acaba de definirse.

3.1. Monitorización de los parámetros del generador fotovoltaico

Para llevar a cabo la tarea de monitorización de los parámetros característicos del generador fotovoltaico (corriente, tensión, temperatura de célula, irradiancia, temperatura ambiente...) se dispone del cajetín de monitorización (un **armario PNZ-A/MINI PNZ-325** doble barra), el cual contiene todos los equipos para llevar dicha tarea a cabo (elementos 1, 2 y 3 de la **Figura 3**). Los equipos utilizados forman parte del sistema modular **Eos-Array** de Carlo Gavazzi [4], *para más información, consultar el apartado 5.3 que contiene la hoja técnica*. Los equipos utilizados en este sistema han sido:

- **Módulo maestro**, controlador del bus serie RS-485: **VMUM4AS1T2XT** de Carlo Gavazzi (elemento 1 de la **Figura 3**).
- **Módulo medidor de String**, parámetros eléctricos GFV: **VMUSAV30XSXX** de Carlo Gavazzi (elemento 2 de la **Figura 3**).
- **Módulo meteorológico**, medidor parámetros meteorológicos: **VMUP2TIWXSX** de Carlo Gavazzi (elemento 3 de la **Figura 3**).

Estos módulos van unidos entre ellos formando un solo equipo a efectos prácticos. Desde el cajetín de monitorización hasta el laboratorio A3 265/266, se dispone de un cable de comunicaciones para el bus serie RS-485. A este bus se conectan todos los equipos de monitorización utilizados, además, del ordenador encargado de la gestión de la monitorización situado en dicho laboratorio.

3.2. Monitorización de salida del inversor y la red

Para analizar el comportamiento de la instalación fotovoltaica conectada a red, además de monitorizar el generador, se monitoriza también la salida del inversor y la conexión a red. Para ello son utilizados dos **medidores de energía** trifásico **EM24DINAV93XISX** de Carlo Gavazzi [5], aunque se configurarán en monofásico. *Para más información, consultar el apartado 0 que contiene la hoja técnica*

- El medidor de energía a la salida del inversor analizará la energía a la salida de este y el comportamiento del inversor. La medida de la energía es unidireccional.
- El medidor de energía de red servirá principalmente para cuantificar cuanta energía inyectamos a la red y cuanta energía es importada de esta. La medida de la energía es bidireccional.

Ambos módulos se conectan igualmente al bus serie RS-485, cableado que llega desde la azotea del edificio A3.

A continuación, se presenta el esquema unifilar de la instalación fotovoltaica y el sistema de monitorización incluido.

4. ESQUEMA UNIFILAR DEL SISTEMA

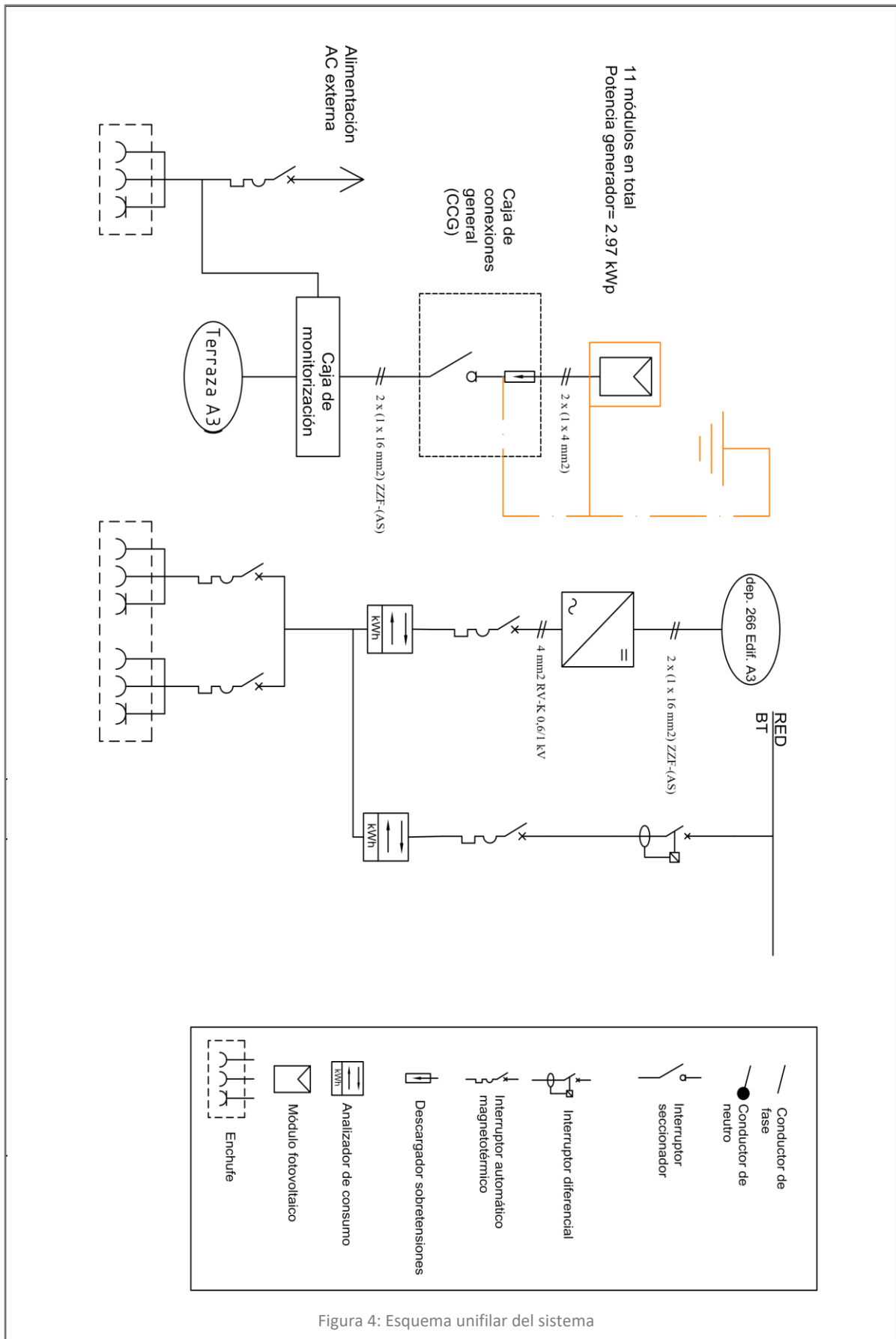


Figura 4: Esquema unifilar del sistema

5. HOJAS TÉCNICAS

5.1. Módulo fotovoltaico: AC-270P/156-60S



AC-260P/156-60S
 AC-265P/156-60S
 AC-270P/156-60S
 AC-275P/156-60S
 AC-280P/156-60S

www.axitecsolar.com

AXITEC

high quality german solar brand

AXIpower

60 células policristalino
Módulos fotovoltaicos de alto rendimiento

Las ventajas:

- 12**
Years

12 años de garantía al producto



Alto rendimiento por módulo gracias a selectas tecnologías y materiales certificados



Potencia positiva garantizada de 0-5 Wp comprobado por la medición individual de cada módulo



Carga máxima admisible de 5400 Pa



100% de prueba de electroluminiscencia



La más alta estabilidad por el diseño de su marco de aluminio especial AXITEC Soft Grip



Caja de conexión de alta calidad y sistemas de enchufe

25
YEARS
85%



Fig. similar 60P156ES170313A

Garantía exclusiva lineal de máximo rendimiento de AXITEC!

- 15 años de garantía al 90% de la potencia nominal
- 25 años de garantía al 85% de la potencia nominal



➔

1 - 8 % más de potencia después de 25 años

AXIpower

AC-260P/156-60S
 AC-265P/156-60S
 AC-270P/156-60S
 AC-275P/156-60S
 AC-280P/156-60S

www.axitecsolar.com

AXITEC

high quality german solar brand

Distribuido por:



Datos eléctricos (en condiciones estándar de prueba (STC), irradiación de 1000 vatios/m² en el espectro AM 1,5 a una temperatura de célula de 25°C)

Tipo	Potencia nominal P _{mp}	Tensión nominal U _{mp}	Corriente nominal I _{mp}	Corriente de cortocircuito I _{sc}	Tensión de circuito abierto U _{oc}	Coefficiente de rendimiento del módulo
AC-260P/156-60S	260 Wp	30,92 V	8,43 A	9,01 A	38,00 V	15,98 %
AC-265P/156-60S	265 Wp	30,98 V	8,60 A	9,20 A	38,16 V	16,29 %
AC-270P/156-60S	270 Wp	31,12 V	8,71 A	9,25 A	38,21 V	16,60 %
AC-275P/156-60S	275 Wp	31,25 V	8,83 A	9,32 A	38,29 V	16,90 %
AC-280P/156-60S	280 Wp	31,48 V	8,90 A	9,37 A	38,61 V	17,21 %

Estructura

Lado frontal	crystal blanco templado de 3,2 mm de baja reflexión
Células	60 células policristalinas de alto rendimiento 156 mm x 156 mm (6")
Lado posterior	hoja compuesta
Marco	marco de aluminio anodizado a la plata de 35 mm

Datos mecánicos

L x A x A	1640 x 992 x 35 mm
Peso	18,0 kg con marco

Conexión

Caja de conexión	grado de protección IP67 (3 diodos de bypass)
Cable	aprox. 1,1 m, 4 mm ²
Sistema de enchufe	enchufe / hembra IP67

Valores límites

Tensión del sistema	1000 VDC
NOCT (temperatura de la célula de operación nominal)*	45°C +/-2K
Carga máxima admisible	5400 Pa/m ²
Corriente de reversión IR	16,0 A
Temperatura de funcionamiento permitida	-40°C a +85°C

(No se deben conectar al módulo tensiones externas superiores al valor máximo de tensión)

*NOCT, intensidad de irradiación 800 W/m², AM 1.5
 velocidad del viento 1 m/sec, temperatura 20°C

Coefficiente de temperatura

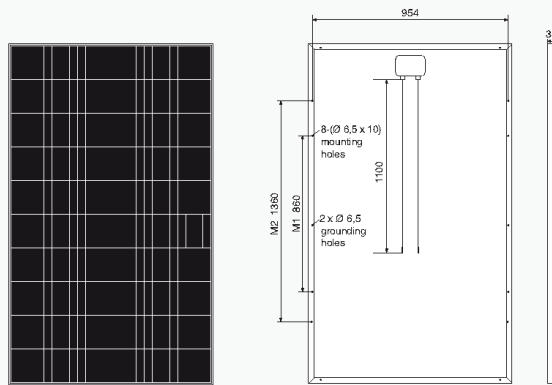
Tensión U _{oc}	-0,30 %/K
Corriente I _{sc}	0,04 %/K
Potencia P _{mp}	-0,42 %/K

Luz débil (Ejemplo para AC-260P/156-60S)

Curva característica I/U	Corriente	Tensión
200 W/m ²	1,70 A	30,10 V
400 W/m ²	3,42 A	30,15 V
600 W/m ²	5,41 A	30,52 V
800 W/m ²	6,82 A	30,86 V
1000 W/m ²	8,43 A	30,92 V

Embalaje

Número de módulos por paleta	30 uds.
Número de módulos por contenedor HC	840 uds.



Todas las medidas en mm

Los datos técnicos pueden ser modificados en cualquier momento sin previo aviso. No se descartan posibles errores. Las tolerancias de medición ascienden a +/-3%

5.2. Inversor: SMA SUNNY BOY 3000TL



SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL



SB 3000TL-20 / SB 4000TL-20 / SB 5000TL-20

<p>De gran rendimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento máximo del 97 % • Tecnología Multi-String* • Topología H5, sin transformador • Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak 	<p>Seguro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seccionador de carga de CC ESS integrado 	<p>Sencillo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Área de conexión de fácil acceso • Conexión del cableado sin necesidad de herramientas • Sistema de conexión de CC SUNCLIX 	<p>Comunicativo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fácil configuración por países • Tecnología Bluetooth® de serie • Pantalla gráfica en varios idiomas • Relé multifunción de serie
--	---	---	---

SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL

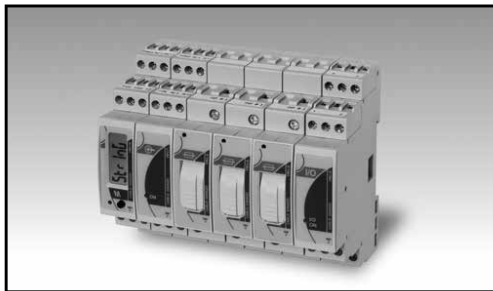
Perfectos. Sencillos. La nueva generación de Sunny Boy sin transformador.

Más comunicativos, fáciles de usar y eficientes que nunca, los Sunny Boy marcan pautas en la tecnología de inversores. Una moderna pantalla gráfica, visualización de los valores diarios, aun después de la puesta de sol, sistema de montaje simplificado y comunicación inalámbrica con el estándar mundial Bluetooth®: estos equipos no dejan nada que desear. Con el nuevo sistema de gestión de sombras OptiTrac Global Peak y un rendimiento máximo del 97%, los inversores garantizan un rendimiento solar óptimo. Los equipos Multi-String sin transformador Sunny Boy 4000TL y 5000TL ofrecen la máxima flexibilidad en la planificación de instalaciones y suponen la mejor alternativa para una construcción de generador exigente.

*Sunny Boy 4000TL / 5000TL

5.3. Módulo maestro: VMUM4AS1T2XT - Módulo medidor String: VMUSAV30XSXX - Módulo meteorológico: VMUP2TIWXSX

Gestión y Control de Energía Control para aplicaciones solares fotovoltaicas (FV) Modelo Eos-Array



- Sistema modular de control local para las instalaciones de paneles fotovoltaicos
- Configuración máxima de 17 módulos DIN equivalentes a 280mm
- Software freeware EOS-ArraySoft para una configuración fácil
- Eos-Array está formado por un máximo 17 módulos (sin tener en cuenta los módulos VMU-M y VMU-1)
- Eos-Array gestiona, además de una unidad maestro VMU-M, hasta:
 - 1 unidad VMU-P;
 - máx. 15 unidades VMU-S;
 - máx. 7 unidades VMU-O;
 - máx. 1 unidad VMU-1.

VMU-M, Módulo maestro y registro de datos



- Capacidad de comunicación maestro
- Puerto de comunicación RS485 (Modbus)
- Gestión del bus de comunicación hasta 15 unidades VMU-S, VMU-P y VMU-O combinadas
- Dos entradas digitales
- Dos entradas de temperatura: Pt100 o Pt1000
- Puntos de consigna de alarma virtual o real que pueden ser asociados a cualquier variable disponible
- Sistema de registro de eventos y de datos con fecha y hora
- Lectura en display: 6 dígitos
- Alimentación de 12 a 28 VCC
- Dimensiones: 1 módulo DIN
- Grado de protección (frontal): IP40

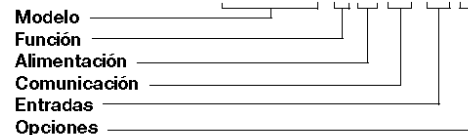
Descripción del producto

Eos-Array es una combinación de módulos que realizan un control completo de una planta fotovoltaica. La unidad principal es VMU-M que gestiona el bus local de las unidades de medición VMU-S y VMU-P y de la unidad de E/S VMU-O. VMU-M asigna automáticamente la dirección de la unidad local (hasta 15 unidades) y recoge todas las mediciones locales que proceden de las unidades de medición VMU-S y VMU-P. VMU-M puede pro-

porcionar por medio de los módulos VMU-O dos salidas de relé para la gestión de alarmas y/o las cargas externas (como un sistema de alumbrado; un sistema de lavado del módulo etc.) y dos entradas de temperatura. Estas dos últimas entradas de medición pueden también convertirse, según sea la función programada, en dos entradas digitales. Se presenta en caja a carril DIN, grado de protección IP40 (frontal).

Código

VMU-M 4 A S1 T2 X



Selección del Modelo

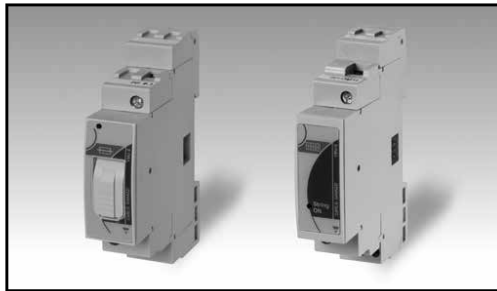
Función	Alimentación	Comunicación	Entradas
4: Almacenamiento de datos 4Mbyte (*)	A: De 12 a 28VCC(*)	S1: RS485 Modbus (*)	T2: dos entradas de temperatura o dos entradas digitales para contactos libres de potencial (*)
Opción	(*) estándar.		
X: Ninguna			

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso Eos-Array DS ESP 140916

Eos-Array



VMU-S, unidad de medición de string



- Portafusible integrado (10x38mm) para la protección de string
- Dimensiones: 1 módulo DIN
- Grado de protección (frontal): IP40

- Medición directa de intensidad CC hasta 16A (hasta 30A sin fusible)
- Formato de datos variables instantáneas: 4 dígitos
- Formato de datos de energía: 6 dígitos
- Variables instantáneas: V, A, W.
- Mediciones de energías: Kwh.
- Precisión: Clase 1 (kWh), ±0,5 lectura (tensión/intensidad)
- Medición directa de tensión CC hasta 1000V
- Alimentación auxiliar desde la unidad VMU-M
- Gestión de alarma de string por medio de la unidad VMU-M
- Detección de fusible fundido por medio de la unidad VMU-M
- Control de conexión del panel fotovoltaico sólo por medio de la unidad VMU-M

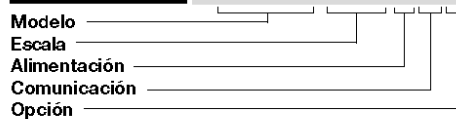
Descripción del producto

Unidad de medición de variables con portafusible de protección incorporado (el fusible no se incluye) adecuada para la medición de intensidad CC, tensión, potencia y energía en aplicaciones solares fotovoltaicas. Las entradas/salidas de intensidad y las entradas de tensión facilitan las conexiones de los string. Conexión directa hasta 16A o 30A

según el modelo. Además la unidad está provista de un bus de comunicación auxiliar. Las alarmas, la detección de fusible fundido, la conexión de paneles fotovoltaicos y la comunicación se gestionan por medio del módulo VMU-M. Se presenta en caja a carril DIN con grado de protección IP40 (frontal).

Código

VMU-S AV10 X S FX



Selección del Modelo

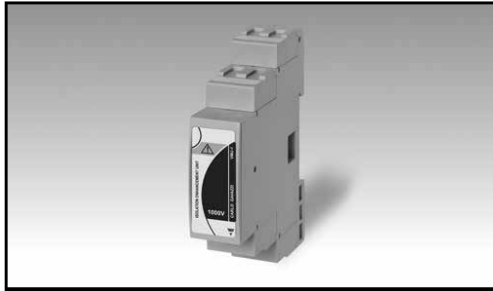
Escala	Alimentación	Comunicación	Opción
AV10: 1000V CC, 16A (Conexión directa) (*)	X: Autoalimentación de 12 a 28VCC, alimentado por la unidad VMU-M	S: Bus de comunicación auxiliar, sólo compatible con el módulo VMU-M (*)	XX: Ninguna (sin portafusible)
AV30: 1000V CC, 30A (Conexión directa) (**)			FX: Con portafusible

(*) estándar.
(**) opcional

Eos-Array



VMU-1, unidad de aislamiento reforzado



- Unidad de aislamiento reforzado para aplicaciones donde es necesario un aislamiento de entradas de medida del VMU-S superior a 800VCC.
- Ampliación de aislamiento respecto a tierra de 800VCC (sin VMU-1) a 1000VCC
- Dimensiones: 1 módulo DIN
- Grado de protección (frontal): IP40

Descripción del producto

La unidad VMU-1 permite aumentar el aislamiento de la entrada de medida de tensión respecto a tierra de 800VCC a 1000VCC. El módulo VMU-1 debe instalarse entre el primer VMU-S y el resto de módulos VMU. Se presenta en caja a carril DIN con grado de protección IP40 (frontal).

larse entre el primer VMU-S y el resto de módulos VMU. Se presenta en caja a carril DIN con grado de protección IP40 (frontal).

Código

VMU-1 1000

Modelo estándar

Selección del Modelo

Modelo estándar

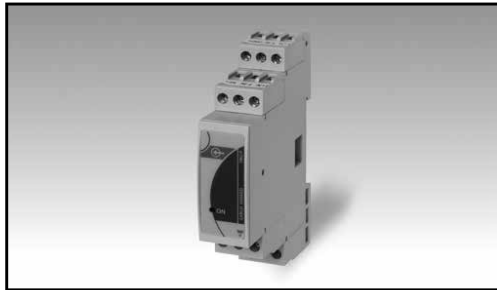
Tensión de aislamiento 1000V:

Refuerzo de la entrada de medida de tensión respecto a tierra desde 800VCC(sin módulo) hasta 1000VCC.
Nota: se necesita solo un módulo VMU-1 por cada grupo de Eos-Array.

Eos-Array



VMU-P, unidad de variables ambientales



- Mediciones: temperatura de módulos fotovoltaicos, temperatura del aire, irradiancia solar y velocidad del viento
- Dos entradas de temperatura: Pt100 o Pt1000
- Una entrada de 120mV CC o 20mA CC con capacidad de escala para medición de la irradiancia
- Una entrada de pulsos para medición de la velocidad del viento
- Bus de comunicación auxiliar a la unidad VMU-M
- Alimentación auxiliar de la unidad VMU-M
- Dimensiones: 1 módulo DIN
- Grado de protección (frontal): IP40

Descripción del producto

Unidad de medición de las variables ambientales adecuada para medir la temperatura del panel fotovoltaico, la temperatura del aire, la irradiancia solar y la velocidad del viento en aplicaciones solares fotovoltaicas.

Además, la unidad está provista de un bus de comunicación que se gestiona por medio del módulo adicional VMU-M. Se presenta en caja a carril DIN con grado de protección IP40 (frontal).

Código

VMU-P 2TIW X S X



Selección del Modelo

Escala	Alimentación	Comunicación	Opción
2TIW: Dos sondas de temperatura tipo "Pt", entradas de medición mV de la irradiancia solar y velocidad del viento (*) 2TCW: Dos sondas de temperatura tipo "Pt", entradas de medición mA de la irradiancia solar y velocidad del viento (*)	X: Autoalimentación de 12 a 28VCC, desde la unidad VMU-M	S: Bus de comunicación auxiliar, sólo compatible con el módulo VMU-M (*)	X: Ninguna

(*) estándar.

Eos-Array



VMU-O, unidad de entradas/salidas



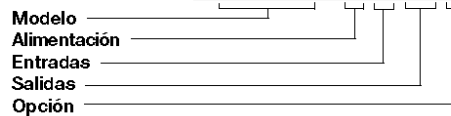
- Módulo de entradas y salidas digitales
- Dos salidas de relé gestionadas por el módulo VMU-M
- Dos entradas digitales gestionadas por el módulo VMU-M
- Alimentación auxiliar desde el módulo VMU-M
- Dimensiones: 1 módulo DIN
- Grado de protección (frontal): IP40

Descripción del producto

Unidad de E/S para su uso con módulos VMU-M. Dos entradas digitales y dos salidas de relé. Se presenta en caja a carril DIN con grado de protección IP40 (frontal).

Código

VMU-O X I2 R2 X



Selección del Modelo (Estándar)

Alimentación	Entradas	Salidas	Opción
X: Autoalimentación de 12 a 28VCC, desde la unidad VMU-M	I2: Dos entradas digitales (*)	R2: Dos salida de relé (*)	X: Ninguna

Selección del Modelo (Antirrobo)

Alimentación	Entradas	Salidas	Opción
X: Autoalimentación de 12 a 28VCC, desde la unidad VMU-M	I3: Tres entradas digitales (*)	R1: Una salida de relé (*)	AT: compatibilidad anti-robo

Nota: en el caso de "Aplicación antirrobo" cada Eos-Array puede gestionar la combinación de un módulo VMU-O.X.I3.R1.AT y hasta tres módulos VMU-O.X.I2.R2.X.

(*) estándar.

Eos-Array



VMU-AT, sensor antirrobo para VMU-O con opción "AT"



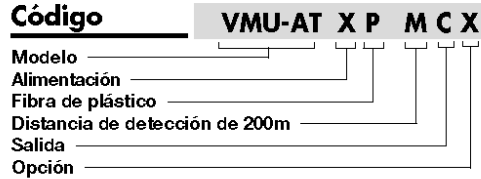
- Sensor de fibra óptica de plástico
- Distancia de detección hasta 200m
- Salida estática compatible con opción VMU-O "AT"
- Alimentación auxiliar desde la opción VMU-O "AT"
- Dimensiones: caja 14 x 31 x 73 mm
- Grado de protección (frontal): IP50

Descripción del producto

Sensor antirrobo para conexión con fibra óptica para su uso con el módulo de E/S VMU-O "AT" para aplicaciones de antirrobo en los paneles fotovoltaicos, uniendo todos los paneles con la

fibra óptica (de plástico de 2,2mm). La distancia máxima del lazo que el sensor puede cubrir es 200m. Se presenta en caja a carril DIN con grado de protección IP50 (frontal).

Código



Selección del Modelo

Alimentación	Fibra óptica	Distancia de detección	Salida
X: Autoalimentación de 12 a 28VCC, desde la unidad VMU-O "AT"	P: De plástico (*)	M: 200m (*)	C: Colector abierto
			Opción
			X: Ninguna

(*) estándar.

Selección del Modelo

PFO22-1000 es un cable de fibra óptica de plástico hecho específicamente para el sensor VMU-AT y se

suministra con una longitud de 1000m. La temperatura de trabajo es de -55 a 70°C.

Código



Eos-Array



VMU-M: Especificaciones Display y LED

Display Tipo Lectura de información	1 línea (máx.: 6 dígitos) LCD, 7mm De 4 a 6 dígitos según la información.	la comunicación en el bus RS485 está funcionando. Rojo: alarma detectada (cualquiera). En caso de condición de alarma/comunicación el LED cambia su color del rojo (alarma) al verde. El tiempo del parpadeo dura aproximadamente 1 segundo.
LED Tipo Estado y color	Dos colores Verde encendido fijo: el módulo está alimentado y no hay comunicación en el bus RS485. Verde encendido parpadeando:	

VMU-S: Especificaciones LED

LED Tipo Estado	Multicolor ON encendido fijo: el módulo está alimentado y no hay ninguna alarma. Verde: La alimentación está activada, hay intensidad en el string hasta 1A; Amarillo: hay intensidad en el string de 1,1 a 3A; Naranja claro: hay intensidad en el string de 3,1 a 6A; Naranja: hay intensidad en el string de 6,1 a 8A; Naranja oscuro: hay intensidad en el string de 8,1 a 10A; Rojo: hay intensidad en el string superior a 10A; Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos. Verde \square OFF: módulo no reconocido en Eos-Array. Cambio del azul a cualquier otro color citado anteriormente (del amarillo al rojo): alarma de string; Cambio del azul al verde: fusible fundido. Cambio del azul al violeta: polaridad invertida. Cambio del blanco a cualquier otro color: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos y muestra el estado del módulo según la anterior lista de colores. El tiempo	Color código AV30	de cambio dura aproximadamente 1 segundo. Verde: La alimentación está activada, hay intensidad en el string hasta 1A; Amarillo: hay intensidad en el string de 1,1 a 6A; Naranja claro: hay intensidad en el string de 6,1 a 12A; Naranja: hay intensidad en el string de 12,1 a 16A; Naranja oscuro: hay intensidad en el string de 16,1 a 20A; Rojo: hay intensidad en el string superior a 20A; Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos. Verde \square OFF: módulo no reconocido en Eos-Array. Cambio del azul a cualquier otro color citado anteriormente (del amarillo al rojo): alarma de string; Cambio del azul al violeta: polaridad invertida. Cambio del blanco a cualquier otro color: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos y muestra el estado del módulo según la anterior lista de colores. El tiempo de cambio dura aproximadamente 1 segundo.
Color código AV10			

VMU-P: Especificaciones LED

LED Tipo Estado y color	Multicolor Verde: la alimentación está activada.	Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos.
--------------------------------------	---	--

Eos-Array



VMU-O: Especificaciones LED

LED Tipo Estado y color	Multicolor Verde: la alimentación está activada. Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos. Rojo: una o ambas entradas están activadas.	Azul: una o ambas salidas están activadas. Cambio de un color a cualquier otro: la unidad muestra el estado del módulo según la anterior lista de colores. El tiempo de cambio dura aproximadamente 1 segundo.
--------------------------------------	--	--

VMU-AT: Especificaciones LED

LED Estado de alimentación	Verde: la alimentación está activada	Estado del lazo	Rojo: lazo de fibra óptica cerrado
--------------------------------------	--------------------------------------	-----------------	------------------------------------

Especificaciones de entrada del VMU-M

Entradas digitales Número de entradas Modo de funcionamiento	2 Primera entrada: detección del estado ACTIVADO/ DESACTIVADO. Segunda entrada: conteo de pulsos procedentes del medidor de energía	contacto Resistencia del contacto	<1mA ≤1kΩ contacto cerrado; ≥20kΩ contacto abierto
Objeto	- Primera entrada: detección de protección por desconexión, el estado sólo se transmite por medio del puerto de comunicación. - Segunda entrada: contador que se conecta al medidor de energía (-Kwh) para que se mida la eficiencia total del sistema.	Aislamiento	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"
Frecuencia de entrada	20Hz máx, ciclo de trabajo 50%	Entradas de temperatura Número de entradas Sonda de temperatura Número de hilos Compensación del cable Precisión (Display + RS485)	2 Pt100, Pt1000 Conexión de 2 o 3 hilos Hasta 10Ω. Véase "Características de la entrada de la temperatura"
Ajuste pre-escalador	De 0,001 a 10,000 Kwh./ pulso (sólo para la segunda entrada)	Desviación térmica Unidad de ingeniería Aislamiento	±150ppm/°C Seleccionable °C o °F Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"
Tensión de lectura	del contacto	Teclado	Una tecla para desplazamiento entre variables y programación. La programación completa sólo puede ejecutarse usando el Eos-Array Soft.
Intensidad de lectura del	3,3VCC		

Especificaciones de entrada del VMU-S

Entradas de medición Intensidad Rango entrada	1 (shunt) Código AV10: 16A CC a 40°C, 15A a 50°C, 14A a 55°C, 12A a 60°C, 10A @ 65°C Código AV30: 30A CC a 55°C, 25A @ 60°C, 20A CC @ 65°C	Intensidad	±(0,5% lect.+2 díg.) de 0.05A a 16A
Tensión	Código AV10: 1000V CC Código AV30: 1000V CC	Tensión	±(0,5% lect.+2 díg.) de 20V a 1000V
Precisión Código AV10	(@25°C ±5°C, H.R. ≤60%)	Potencia Energía Intensidad de arranque Tensión de arranque Código AV30 Intensidad	±(1% lect.+ 2 díg.) ±(1% lect.) 0,05A 10V ±(0,5% lect.+2 díg.) de 0,2A a 30A
		Tensión	±(0,5% lect.+2 díg.) de 20V a 1000V

Eos-Array



Especificaciones de entrada del VMU-S (cont.)

Potencia	$\pm(1\% \text{ lect.} + 2 \text{ díg.})$	Intensidad	$< 0,003\Omega + @ 0,5 \text{ Nm}$ (par de apriete del terminal a tornillo)
Energía	$\pm(1\% \text{ lect.})$	Sobrecargas de tensión	
Intensidad de arranque	0,2A	Continua	1100V
Tensión de arranque	10V	Para 500ms	1600V
Desviación térmica	$\leq 200 \text{ ppm}/^\circ\text{C}$	A tierra	800V (ampliación a 1000V en combinación con la unidad VMU-1.1000V)
Tiempo de muestreo de medición	2 segundos	Sobrecarga de intensidad	
Formato de variables		Continua	Código AV10: 16A Código AV30: 30A Código AV10: 100A máx Código AV30: 150A máx
Variables instantáneas	4 díg. (A, W); 5 díg. (V)	Para 1s	
Resolución	0,1V; 0,01A; 0,01kW	Protección	
Energías	Total: 5+1 díg. (0,1kWh)	Portafusible	Integrado en el módulo gPV
Máx. y Mín. formato de datos	Véase "Conjunto de variables registradas ..."	Tipo de fusible	10x38mm (IEC60269-1-6)
Impedancia de entrada		Tamaño del fusible	Fusible NO suministrado.
Código AV10	$> 2,5M\Omega$	Intensidad del fusible	Nota: la intensidad nominal del fusible debe ser $\geq 1,4$ Isc a 45°C de temperatura ambiente. Ver las especificaciones del fabricante para más información, por ej. el derating debido a una mayor temperatura.
Tensión	$< 0,006\Omega +$ impedancia del fusible @ 0,5 Nm (par de apriete del terminal a tornillo). Para entrada de corriente de 16A el fusible de CA tiene, por lo tanto, una intensidad nominal de 32A. La potencia de disipación máxima no debe exceder los 2W.		
Intensidad			
Código AV30	$> 2,5M\Omega$		
Tensión			

Especificaciones de entrada del VMU-P

Desviación térmica	$\leq 200 \text{ ppm}/^\circ\text{C}$	Precisión (Display + RS485) (@25°C $\pm 5^\circ\text{C}$, H.R. $\leq 60\%$)	$\pm(0,2\% \text{ lect.} + 1 \text{ díg.})$ 0% a 25% f.e. $\pm(0,1\% \text{ lect.} + 1 \text{ díg.})$ 25% a 120% f.e. $\pm 150 \text{ ppm}/^\circ\text{C}$
Formato de variables		Desviación térmica	
Variables instantáneas	4 dígitos (Temperatura, irradiancia solar y velocidad del viento)	Factor de escala	Doble escala: - Rango programable de entrada de 3 a 150,0 (mVCC) - Display: Rango programable de 0 a 9999 (kW/m ² , kW/ft ²)
Resolución	0,1°C/0,1°F; 1W/m ² , 1W/ft ² ; 0,1m/s, 0,1ft/s	Modo de funcionamiento	Fija. > 30K Ω 10VCC (medición disponible hasta 150mV tanto en el display como en el bus de comunicación) 20VCC
Máx. y Mín. formato de datos	Véase "Conjunto de variables registradas"	Posición del punto decimal	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y el bus de comunicación"
Entradas de la sonda de temperatura		Impedancia	
Número de entradas	2 (entrada 1: panel fotovoltaico; entrada 2: aire).	Sobrecarga continua	
Sonda de temperatura	Pt100 o Pt1000	Para 1s	
Número de hilos	Conexión de hasta 3 hilos	Aislamiento	
Compensación del cable	Hasta 10 Ω .	Entrada del sensor de irradiancia (código: 2TIW)	
Precisión (Display y RS485)	Véase la tabla "Características de la entrada de temperatura"	Número de entradas	1
Desviación térmica	$\pm 150 \text{ ppm}/^\circ\text{C}$	Rango	de 0 a 20m ACC
Unidad de ingeniería	Seleccionable °C o °F	Precisión (Display + RS485)	
Aislamiento	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y el bus de comunicación"		
Entrada del sensor de irradiancia (código: 2TIW)			
Número de entradas	1		
Rango	de 3 a 120mVCC		

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso Eos-Array DS ESP 140916

9

Eos-Array



Especificaciones de entrada del VMU-P (cont.)

(@25°C ±5°C, H.R.≤60%)	±(0,2%lect.+1díg.) 0% a 25% f.e. ±(0,1%lect.+1díg.) 25% a 120% f.e. ±150ppm/°C	Precisión @25°C ±5°C, H.R. ≤60%)	ciclo de trabajo 50%
Desviación térmica Factor de escala Modo de funcionamiento	Doble escala: - Rango programable de entrada de 0 a 25.0 (mACC) - Display: Rango programable de 0 a 9999 (kW/m², kW/ft²)	(Display + RS485)	±(0,02%lect.+1díg.) de 0% a 25% f.e. ±(0,01%lect.+1díg.) de 25% a 110% f.e. ±150ppm/°C
Posición del punto decimal Impedancia Sobrecarga continua	Fija. ≤23Ω 50mACC (medición disponible hasta 25mA tanto en el display como en el bus de comunicación)	Desviación térmica Factor de escala Modo de funcionamiento	Doble escala: - Rango programable de entrada de 0 a 999,9 (Hz) - Display: Rango programable de 0 a 299,9 (m/s) Fija y dependiendo de la escala de entrada/display.
Para 1s Aislamiento	150mACC Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y el bus de comunicación"	Impedancia Entrada de funcionamiento	680Ω 2,5V _{DC} a 9V _{DC} /5mA _{DC} a 35mA _{DC} ciclo de trabajo 50%
Entradas del sensor de velocidad del viento Número de entradas Rango	1 de 0 a 1000Hz máx.,	Sobrecarga Continua Para 1s	7V _{RMS} /25mA _{RMS} (CA/CC) 14V _{RMS} /50mA _{RMS} (CA/CC)
		Aislamiento	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y el bus de comunicación"

Especificaciones de salida de VMU-M

RS485 Tipo	Multiterminal, bidireccional (variables estáticas y dinámicas)	Bus de comunicación auxiliar	Bus de comunicación a las unidades VMU-S, VMU-P y VMU-O donde VMU-M lleva a cabo la función maestro en esta red. La unidad VMU-M puede recoger la siguiente información desde el bus:
Conexiones	2 hilos. Máx. distancia 1000m		- Todas las variables disponibles en el bus;
Direcciones	247, seleccionables por medio del pulsador frontal MODBUS/JBUS (RTU)		- Fusible de protección fundido;
Protocolo			- Inversión de polaridad de tensión e intensidad del panel fotovoltaico;
Datos (bidireccionales)			La dirección local en las unidades VMU-S, VMU-P y VMU-O se asigna automáticamente por la unidad maestro VMU-M basándose en sus posiciones. Puede gestionar hasta 15 distintas direcciones (unidades).
Dinámico (sólo lectura)	Todas las variables, véase la tabla "Variables medidas, formato de datos y mensajes"		Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"
Estático (sólo escritura)	Todos los parámetros de configuración.		
Formato de datos	1 bit de inicio, 8 bit de datos, sin paridad, 1 bit de parada		
Velocidad en baudios	Seleccionable: 9600, 19200, 38400, 115200 bits/s. Paridad: ninguna		
Capacidad de entrada del controlador	Carga unidad 1/5. Máximo 160 transmisores-receptores en el mismo bus.	Aislamiento	
Funciones especiales	Ninguna		
Aislamiento	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"		

Eos-Array



Especificaciones de entrada/salida del VMU-O

Número máximo de módulos gestionados por cada módulo VMU-M	Hasta 7	Salida digital Número de salidas Objeto	2 Notificación de alarma como alarma de string o bien como cambio del estado de entrada digital (función OR); activación de un sistema de alumbrado (por medio de un reloj interno o mando remoto); activación de un sistema de lavado de los paneles (por medio de un reloj interno, mando remoto o bien como un cambio de eficiencia de los paneles fotovoltaicos). Relé, tipo SPST AC1: 5A @ 250VCA AC15: 1A @ 250VCA Disponible solo mediante el módulo VMU-O
Entradas digitales Número de entradas Modo de funcionamiento Objeto Frecuencia de entrada Tensión de lectura del contacto Intensidad de lectura del contacto Resistencia del contacto Aislamiento	2 Detección de estado contacto ABIERTO/CERRADO Detección de protección por desconexión, el estado sólo se transmite por medio del puerto de comunicación. 2Hz máx., ciclo de trabajo 50% 3,3V CC <2mA ≤ 300Ω contacto cerrado; ≥ 10kΩ contacto abierto Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"	Tipo Aislamiento	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"

Características de la entrada de temperatura de VMU-M y VMU-P

Sonda	Rango	Precisión	Mínimo	Máximo
Pt100	-50°C a + 200,0°C	±(0,5%lect. + 5díg.)	-50,0	+200,0
Pt100	-58°F a + 392°F	±(0,5%lect. + 5díg.)	-58,0	+392,0
Pt1000	-50°C a + 200,0°C	±(0,5%lect. + 5díg.)	-50,0	+200,0
Pt1000	-58°F a + 392°F	±(0,5%lect. + 5díg.)	-58,0	+392,0

VMU-O con opción "AT", especificaciones de Entrada/Salida

Número máximo de módulos gestionados por cada módulo VMU-M	1	Aislamiento	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y salidas"
Entradas digitales Número de entradas Modo de funcionamiento Objeto Lógica de trabajo Frecuencia de entrada Tensión de lectura del contacto Int. de lectura del contacto Resistencia del contacto	3 Detección del estado de ACTIVADO/DESACTIVADO Detección del estado de la salida hasta 3 unidades VMU-AT, las mismas entradas pueden usarse también para detectar contactos normales sin tensión de otros dispositivos. En el caso de selección de la función antirrobo, las entradas funcionan como lógica OR (EosArraySoft), si esta función no está activada cada entrada actúa independientemente de cualquier otra. 2Hz máx., ciclo de trabajo 50% 3,3VCC <2mA ≤ 300Ω contacto cerrado; ≥ 10kΩ contacto abierto	Salida digital Número de salidas Objeto Tipo Aislamiento	1 Notificación antirrobo en caso de activación de la función (EosArraySoft) o como alarma de string o como cambio del estado de la entrada digital (función OR); activación de un sistema de alumbrado (por medio de un reloj interno o un control remoto); activación de un sistema de un módulo de lavado (por medio de un reloj interno o un control remoto o como un cambio de eficiencia de los paneles fotovoltaicos). Relé, tipo SPST AC1: 5A @ 250VCA AC15: 1A @ 250VCA Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y salidas"

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso Eos-Array DS ESP 140916

11

Eos-Array


CARLO GAVAZZI

Especificaciones del sensor antirrobo VMU-AT

Número máximo de sensores gestionados por cada módulo VMU-O "AT"	Hasta 3	Diámetro	2,2 mm
Sensibilidad óptica Máxima distancia operativa Sensibilidad Fuente de luz Tipo de luz Frecuencia operativa Tiempo de respuesta a la rotura de la fibra	200m (lazo) ajustada automáticamente GaAIAs, LED 660 nm Roja, modulada 1Khz	Modelo compatible	PGU-CD1001-22
		Temperatura de trabajo	-55 a +70°C
		Salida digital Número de salidas Tipo Aislamiento	1 Colector abierto Sólo aislamiento operacional (50VCA RMS)
		Alimentación	12 a 28 VCC
Fibra óptica Material	Plástico	Conexión Cable	Longitud: 0,5m, color gris, material PVC

Funciones principales

Visualización Del propio VMU-M	1 parámetro por página Véase "Conjunto de variables registradas ..." y "Mensajes de alarma y diagnóstico".	Primer nivel	2 niveles de protección de los datos de programación: Contraseña "0", sin protección;
Quando se elige un módulo VMU-S	Toda la información relacionada con el estado del string a seleccionar por medio de la tecla frontal (véase "Variable" en "Lista de las variables que pueden ser...").	Segundo nivel	Contraseña de 1 a 9999, todos los datos están protegidos
Quando se elige un módulo VMU-P	Toda la información relacionada con el estado de las sondas a seleccionar por medio de la tecla frontal (véase "Variable" en "Lista de las variables que pueden ser...").	Puesta a cero	Por medio del pulsador frontal cuando se seleccione el correspondiente VMU-S.
Quando se elige un módulo VMU-O	Toda la información relacionada con el estado de las entradas/salidas a seleccionar por medio de la tecla frontal (véase "Variable" en "Lista de las variables que pueden ser...").	Reloj Funciones	Reloj y calendario universales. Activación: NO/SÍ Hora: minutos, pudiendo seleccionar las 24 horas o AM/PM Mes-Día, donde el mes se visualiza en un formato de tres letras (por ejemplo: ENE-FEB-MAR) y la fecha como un número. El año se visualiza en un formato de dos dígitos. 10 años
Contraseña	Código numérico de 4 dígitos máximo;	Alarmas Número de alarmas	1, independiente para cada variable disponible (ver la tabla "Lista de las variables que pueden ser conectadas")

Eos-Array



Funciones principales (Cont.)

Tipos de alarma Modos de alarma	Alarma virtual, alarma real Alarma de máx, alarma de mín (ver la tabla "Lista de las variables que pueden ser conectadas") de 0 a 100% de la escala de visualización		embargo pueden ser tanto controlados como descargados usando el puerto de comunicación RS485 junto con el software Eos-ArraySoft. Activación: NO/SÍ Cambio de estado de la entrada/salida digital del VMU-O (alarmas reales y virtuales), alarmas de string (véase "Control de string"), VMU-M. Primer cambio de estado de entrada digital. Los eventos se graban en cuanto tienen lugar. Para más información sobre el tipo y los datos almacenados, véase "Lista de las variables que pueden estar relacionadas con" Máx. 10 000. El reinicio puede llevarse a cabo sólo usando el Eos-ArraySoft. Evento, fecha (dd:mm:aa) y hora (hh:mm:ss) Circular FIFO Flash
Ajuste de alarma Histéresis Retardo a la conexión Estado de salida	de 0 a la escala completa de 0 a 3600 s Seleccionable; normalmente desactivada o norm. activada ≤700ms, Retardo de activ. alarma: "0 s".	Habilitación de funciones Tipo de eventos	
Tiempo mín. de respuesta			
Registro de datos			
Visualización de datos	Los datos no están disponibles en el display, sin embargo pueden ser tanto controlados como descargados usando el puerto de comunicación RS485 junto con el software Eos-ArraySoft.	Número de eventos Puesta a cero de datos	
Habilitación de funciones Descripción de funciones	Activación: NO/SÍ Todas los eventos recogidas de los módulos VMU-S, VMU-O y VMU-P se almacenan por separado dentro de la memoria interna.	Formato de datos	
Tipo de datos almacenados	Variables: V, A, W, Wh, temperatura del panel fotovoltaico, temperatura ambiente, irradiancia solar, velocidad del viento, eficiencia del string y eficiencia CC/CA (BOS)	Método de almacenamiento Tipo de memoria Tiempo de retención de la memoria	10 años
Intervalo de almacenamiento	A seleccionar: 1-5-10-15-30-60 minutos	Control de string Habilitación de funciones Selección de la función	Activación: NO/SÍ Control Match-max o Control median
Gestión del muestreo	La muestra almacenada dentro del intervalo de tiempo seleccionado es el resultado del cálculo continuo de los valores medidos. El promedio se computa con un intervalo dentro de las dos siguientes mediciones de más o menos 2s.	Descripción de funciones	- Control Match-max: esta función sólo es útil si hay al menos dos controles de string (unidades VMU-S). El valor más alto de la potencia de string medida entre las disponibles se utiliza como valor de referencia. El punto de consigna de la alarma es un valor que puede ser fijado por el usuario como un porcentaje del valor de referencia por debajo del valor de la condición de alarma. - Control median: la medición de la potencia de string se lleva a cabo de manera individual por el módulo local VMU-S. Dentro del sistema VMU-M, todos los valores que proceden del mismo instante de cada módulo VMU-S se utilizan para
Duración del almacenamiento	Antes de sobrescribir: según el intervalo de almacenamiento, véase "Tabla del tiempo de almacenamiento de datos históricos"		
Formato de datos	Variables, fecha (dd:mm:aa) y hora (hh:mm:ss)		
Método de almacenamiento Tipo de memoria Tiempo de retención de la memoria	Circular FIFO Flash 10 años		
Registro de eventos			
Datos	Los datos no están disponibles en el display, sin		

Eos-Array



Funciones principales (Cont.)

<p>Alarma de ventana del string</p> <p>Otras alarmas</p>	<p>calcular el valor del "punto medio" que llega a ser el valor de referencia al que está vinculado el punto de consigna de la ventana dinámica (en porcentaje establecido por el usuario). La condición anómala se detecta cuando la potencia del string instantánea medida está fuera de la alarma de ventana establecida. La alarma va a activar, con respecto al string averiado, una salida de relé (sólo en caso de conexión del "VMU-O") y/o un mensaje que se transmite mediante el puerto de comunicación RS485 a un sistema de adquisición. La alarma es ajustada como la potencia del string, el valor es programable en porcentaje (del valor de string medido) de 0,1 a 199,9. Las alarmas pueden conectarse también a: A y V.</p>	<p>Tipo de control "2"</p>	<p>presente y se miden tanto la temperatura del panel fotovoltaico como la irradiancia solar para calcular el valor de referencia para el cálculo de la eficiencia. El módulo VMU-P está presente y se miden tanto la temperatura ambiente como la irradiancia solar para calcular el valor de referencia para el cálculo de la eficiencia.</p>
<p>"Medición de la eficiencia de string fotovoltaico" Habilitación de funciones</p>	<p>Activación: NO/SÍ Están disponibles tres tipos de control</p>	<p>Medición eficiencia CC/CA (BOS)</p> <p>Detección de fusible fundido (sólo AV10)</p>	<p>La medida de la eficiencia total se basa en la comparación entre la energía generada y la exportada y suministrada a la red. La energía suministrada a la red se mide mediante una salida "S0" que procede de un medidor de energía como EM21-72, EM24-DIN, EM26-96 donde la salida de pulso (-Kwh.) está conectada a la segunda entrada digital del VMU-M.</p> <p>La transmisión del mensaje de alarma tiene lugar a través del puerto local a la unidad VMU-M.</p>
<p>Tipo de control "0"</p>	<p>La unidad VMU-P no está disponible, por lo tanto se utilizan los string para calcular el valor de referencia para el cálculo de eficiencia.</p>	<p>Conexión errónea de string fotovoltaico</p>	<p>La transmisión del mensaje de alarma tiene lugar a través del puerto local a la unidad VMU-M.</p>
<p>Tipo de control "1"</p>	<p>El módulo VMU-P está</p>		

Nota: el "Control de string", la "eficiencia de string fotovoltaico" y la "eficiencia de CC/CA (BOS)" sólo pueden ser realizados en el caso de que esté disponible un sistema mínimo con VMU-M, VMU-P, VMU-S y un medidor de energía con salida de pulsos.

Eos-Array



Aislamiento entre las entradas y las salidas

Módulo	Tipo de entrada/salida	Todos	VMU-M			VMU-P			VMU-O		VMU-S		
			Alimentación CC	Entradas de temperatura o digital: Ch1, Ch2	RS485	Temperatura: Ch1, Ch2	Irradiancia solar	Velocidad del viento	Entradas digitales: Ch1, Ch2, Ch3	Salida de relé: Ch1, Ch2	String de entrada (V-)	String de entrada (A+)	String de salida (A+)
Todos	Bus local	-	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
VMU-M	Alimentación CC	0kV	-	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
	Entradas de temperatura o digital: Ch1, Ch2	0kV	0kV	-	0kV	0kV	0kV	0kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
	RS485	0kV	0kV	0kV	-	0kV	0kV	0kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
VMU-P	Temperatura: Ch1, Ch2	0kV	0kV	0kV	0kV	-	0kV	0kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
	Irradiancia solar	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	-	0kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
	Velocidad del viento	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	-	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV
VMU-O	Entradas digitales: Ch1, Ch2, Ch3	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	0kV	-	4kV	4kV	4kV	4kV
	Salida de relé: Ch1, Ch2	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	-	4kV	4kV	4kV
VMU-S	String de entrada (V-)	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	-	4kV	>5MΩ
	String de entrada (A+)	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	-	4kV
	String de salida (A+)	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	4kV	>5MΩ	4kV	-

Nota: El aislamiento entre las dos salidas de relé es 4kV. Ch = canal.

0kV	Las entradas/salidas no están aisladas. Utilice sondas aisladas y entradas de contactos sin tensión.
4kVrms	EN61010-1, IEC60664-1 - Categoría de sobretensión III, Grado de contaminación 2, doble aislamiento en sistemas con máx. 300Vrms a tierra
4kVrms	IEC60664-1 - Usando el dispositivo con protección de tensión $\leq 4kV$ (eliminador de sobretensión), el aislamiento del sistema puede considerarse reforzado para tensión de salida de string hasta 1000V (800V a tierra). Aplicación IEC60664-1, IEC61730-2, clase B: resistencia a la tensión de pulso 1,2/50 μ seg: 6000V.
4kV	Sólo si no hay fusible. El fusible sólo es una protección contra sobreintensidad (no debe ser considerado como un dispositivo de desconexión).

Especificaciones generales

Temperatura de funcionamiento	Véase la tabla " Intensidad de string según temperatura de funcionamiento".	Rechazo al ruido CMRR	65 dB, 45 a 65 Hz
Temperatura de almacenamiento	-30 a +70°C (-22°F a 158°F) (H.R. < 90% sin condensación @ 40°C)	Compatibilidad Electromagnética EMC (Inmunidad) Descargas electrostáticas	Según EN61000-6-2 EN61000-4-2: Descarga de aire 8kV, contacto 4kV;
Categoría de sobretensión	Cat. III (IEC 60664, EN60664) Para entradas de string: igual a la Cat. I, aislamiento reforzado.	Inmunidad a los campos electromagnéticos irradiados	EN61000-4-3: 10V/m de 80 a 3000MHz;
Aislamiento (durante 1 minuto)	Véase la tabla "Aislamiento entre las entradas y las salidas"	Inmunidad a transitorios rápidos	EN61000-4-4: 4kV en la líneas de alimentación, 2kV en las líneas de señal;
Rigidez dieléctrica	4000 VCA RMS durante 1 minuto	Inmunidad a las perturbaciones conducidas	EN61000-4-6: 10V de 150KHz a 80MHz; EN61000-4-5: 500V en la
		Sobretensión	

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso Eos-Array DS ESP 140916

15

Eos-Array



Especificaciones generales (cont.)

	alimentación; 4kV en las entradas de string.	Caja Dimensiones (Al.xAn.xP.) Material	17,5 x 90 x 67 mm Noryl, autoextinguible: UL 94 V-0
Compatibilidad Electromagnética EMC (Emisión) Eliminación de radiofrecuencia	Según EN61000-6-3 Según CISPR 22	Peso (todos los módulos)	Aprox. 100 g (embalaje incluido)
Conformidad con las normas Seguridad	IEC60664, IEC61010-1 EN60664, EN61010-1	Montaje	Carril DIN
Marca/Homologaciones	CE, cULus listed	Grado de protección Frontal Terminales de tornillo	IP40 IP20

Conexiones

VMU-M Conexiones Sección del cable	A tornillo 1,5 mm ² máx. Par de apriete mín./máx.: 0,4 Nm / 0,8 Nm	Terminales a tornillo 16 mm ²	1+1 terminales a tornillo: 1 (positivo) para la entrada del string y 1 (positivo) para la salida del string (al inversor)
Terminales a tornillo 1,5 mm ²	3+3 terminales a tornillo usados para dos entradas de temperatura, 3 terminales a tornillo usados para la comunicación RS485, 2 terminales a tornillo usados para la alimentación.	1,5 mm ²	3 terminales a tornillo: sin entrada de potencia, solo para medición de señal de tensión (-).
VMU-S (AV10) Conexiones Sección del cable Intensidad (+)	A tornillo Mín. 2,5 mm ² , Máx.6 mm ² en caso de cable flexible, Máx. 10 mm ² en caso de cable rígido. Par de apriete: máx. 1,1 Nm Máx 1,5 mm ² ; Par de apriete: máx. 0,5 Nm	VMU-P Conexiones Sección del cable	A tornillo 1,5 mm ² máx. Par de apriete mín./máx.: 0,4 Nm / 0,8 Nm
Tensión (-)		Terminales a tornillo 1,5 mm ²	3+3 terminales a tornillo usados para dos sondas de temperatura 2 terminales a tornillo usados para el sensor de velocidad del viento 2 terminales a tornillo usados para la irradiancia solar
Terminales a tornillo 10 mm ²	1+1 terminales a tornillo: 1 (positivo) para la entrada del string y 1 (positivo) para la salida del string (al inversor)	VMU-O Conexiones Sección del cable Salidas de relé y entradas digitales	A tornillo
1,5 mm ²	3 terminales a tornillo: sin entrada de potencia, solo para medición de señal de tensión (-).	Terminales a tornillo opción "X" 1,5 mm ²	Máx 1,5 mm ² Par de apriete mín./máx.: 0,4 Nm / 0,8 Nm
VMU-S (AV30) Conexiones Sección del cable Intensidad (+)	A tornillo Mín. 2,5 mm ² , Máx.10 mm ² en caso de cable flexible, Máx. 16 mm ² en caso de cable rígido. Dimensiones del terminal: 7,2x5,1mm Par de apriete máx. 0,7 Nm Máx 1,5 mm ² ; Par de apriete máx. 0,5 Nm	Terminales a tornillo opción "AT" 1,5 mm ²	2+2 terminales a tornillo: dos para la primera salida de relé y dos para la segunda salida de relé (tipo SPST) 2+2 terminales a tornillo: dos para la primera salida de digital y dos para la segunda salida digital
Tensión (-)			2 terminales a tornillo para salida de relé (tipo SPST) 2+2+2 terminales a tornillo: dos para la primera salida digital, dos para la segunda salida digital y dos para la tercera salida digital

Especificaciones de alimentación

VMU-M Alimentación Consumo de energía	de 12 a 28 VCC ≤1W	Consumo de energía	trada a través del bus de comunicación ≤0,7W
VMU-S-P-O Alimentación	Autoalimentación suminis-		

Eos-Array



Intensidad de string según la temperatura de funcionamiento

VMU-S AV10 intensidad de entrada	VMU-O Máxima intensidad de contacto	Otros módulos	Temperatura de funcionamiento	
Máx. 10A CC	2,5A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 65°C	-13°F a 149°F
Máx. 12A CC	3,0A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 60°C	-13°F a 140°F
Máx. 14A CC	3,5A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 55°C	-13°F a 131°F
Máx. 15A CC	4,0A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 50°C	-13°F a 122°F
Máx. 16A CC	5,0A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 40°C	-13°F a 104°F
Intensidad de entrada VMU-S AV30				
Máx. 20A CC	2,5A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 65°C	-13°F a 149°F
Máx. 25A CC	3,0A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 60°C	-13°F a 140°F
Máx. 30A CC	3,5A	VMU-M, VMU-P	-25 a + 55°C	-13°F a 131°F

H.R. < 90% sin condensación @ 40°C (104°F)

Selecc. de la fuente de aliment. de CC de Carlo Gavazzi sin función antirrobo

Unidad VMU-S	Unidad VMU-O	Unidad VMU-P	Consumo	Intens. de arranque	Código de la fuente de alimentación
De 1 a 3	Ninguna	Ninguna	PS _w : 2.5W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 18 1B o SPM3 24 1
De 1 a 3	Hasta 1	Hasta 1	PS _w : 5W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 18 1B o SPM3 24 1
De 4 a 10	De 2 a 4	Hasta 1	PS _w : 11W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 30 1B o SPM3 24 1
De 11 a 14	Hasta 1	Hasta 1	PS _w : 10W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 30 1B o SPM3 24 1
Máx 14	Máx 7	Máx 1			Nota: VMU-B como 1,8W incluye también el consumo del sensor del viento DWS-V de CG.

Nota: el consumo referenciado incluye una unidad VMU-M sin gestión antirrobo. Para combinaciones no contempladas en la tabla, el cálculo del consumo es el siguiente: PS_w: $1W+nVMU-S^*0,5W+nVMU-O^*0,7W+nVMU-P^*1,8W$. Donde "n" es el número de fuentes de alimentación.

Selecc. de la fuente de aliment. de CC de Carlo Gavazzi con función antirrobo

Unidad VMU-S	Unidad VMU-O.X	Unidad VMU-O AT	Unidad VMU-AT	Unidad VMU-P	Consumo	Intens. de arranque	Código de la fuente de alimentación
De 10 a 14	Ninguna	Hasta 1	Hasta 3	Ninguna	PS _w : 12W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 30 1B o SPM3 24 1
De 10 a 13	Hasta 1	Hasta 1	Hasta 3	Hasta 1	PS _w : 13W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 30 1B o SPM3 24 1
De 10 a 12	Hasta 2	Hasta 1	Hasta 3	Hasta 1	PS _w : 14W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 30 1B o SPM3 24 1
Hasta 10	Hasta 3	Hasta 1	Hasta 3	Hasta 1	PS _w : 14W _{typ}	1,5A por 1s	SPD 24 30 1B o SPM3 24 1
Máx. 14	Máx. 3	Máx. 1	Máx. 3	Máx. 1			Nota: VMU-B como 1,8W incluye también el consumo del sensor del viento DWS-V de CG.

Nota: a fin de realizar la propia función antirrobo en el Eos-Array, deben agregarse una unidad VMU-O.X.I3.R1.AT y hasta tres sensores VMU-AT.X.P,M,C,X, en este caso la máxima potencia adicional consumida equivalente es 4W. Para una combinación de unidades distintas no mencionada anteriormente, el cálculo del consumo es PS_w: $1W+nVMU-S^*0,5W+nVMU-O.X^*0,7W+nVMU-O\ AT^*0,7W+nVMU-AT^*1,1+nVMU-P^*1,8W$. Donde "n" es el número de fuentes de alimentación.

Conjunto de variables registradas en el módulo VMU-M

No.	Variable	Formato de datos	Notas
1	Temperatura 1	-60,0 a 400,0	El rango se extiende de manera que cubra la indicación °C o °F
2	Temperatura 2	-60,0 a 400,0	El rango se extiende de manera que cubra la indicación °C o °F
3	Eficiencia CC/CA (BOS)	0,0 a 999,9	Resultado de "Eficiencia total" en porcentaje
4	Valor de energía CA	0,0 a 99999,9	El valor se expresa en Kwh y representa el resultado de los pulsos totalizados que proceden del medidor de energía externo

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso Eos-Array DS ESP 140916

17

Eos-Array



Conjunto de variables registradas que proceden de cada módulo VMU-S

No.	Variable	Formato de datos	Sub-dirección	Notas
1	V	0,0 a 1250,0	De 1 a 15	
2	A	0,0 a 50,00	De 1 a 15	
3	kW	0,0 a 99,99	De 1 a 15	
4	kWh	0,0 a 99999,9	De 1 a 15	
5	Eficiencia del string	0,0 a 199,9		Resultado "de eficiencia de string fotovoltaico" en porcentaje. Cada string en la red tiene sus propios datos

Conjunto de variables registradas que proceden del módulo VMU-M

No.	Variable	Formato de datos	Sub-dirección	Notas
1	Temperatura 1 (panel fotovoltaico)	-60,0 a 400,0	De 1 a 15	Temperatura del panel fotovoltaico (°C/°F). El rango se extiende de manera que cubra la indicación °C o °F
2	Temperatura 2 (ambiente)	-60,0 a 400,0	De 1 a 15	Temperatura ambiente (°C/°F). El rango se extiende de manera que cubra la indicación °C o °F
3	Irradiancia solar	0,0 a 9,999	De 1 a 15	Irradiancia kW/m ² (por ejemplo dentro: de 0 a 1kW/m ² , fuera: de 0 a 100mV)
4	Velocidad del viento	0,0 a 299,9	De 1 a 15	Velocidad del viento (m/s)

Mensajes de alarma y diagnóstico

No.	Mensaje	Notas
1	Conn.CY (sólo AV10)	Detección de fusible fundido. El estado de cada fusible está indicado por el cambio de color del LED correspondiente en el módulo VMU-S .
2	StrinG	Advertencia de avería de string: la función "Control de string" ha detectado una avería. La información sobre STRING se proporciona junto con la alarma del LED en el VMU-M y con el código de color del diodo en cada string.
3	Conn.PY	El string está erróneamente conectado (inversión de polaridad)
4	SYStEM	Error al encendido
5	buS	Error de comunicación del bus auxiliar
6	ALARm	Alarma de variables (cualquiera)
7	tHEFt	Advertencia de robo: extracción de los módulos fotovoltaicos en el lazo de fibra óptica controlado por el respectivo sensor VMU-AT. La información de ROBO (tHEFT) se facilita junto con la indicación de alarma por LED en el VMU-M y el código de color del LED en el respectivo módulo VMU-O.AT.

Tabla del tiempo de registro de datos históricos

Intervalo de tiempo (minutos) (1)	De 1 a 15 string			
	Tiempo de almacenamiento de datos			
	Días mínimos	Semanas mínimas	Meses mínimos	Nota
1	6	0	0	(2), (3), (4)
5	34	4	1	(2), (3), (4)
10	69	9	2	(2), (3), (4)
15	104	14	3	(2), (3), (4)
30	208	29	7	(2), (3), (4)
60	416	59	14	(2), (3), (4)

(1) Cada valor almacenado en la memoria es el resultado del cálculo medio, en el intervalo de tiempo seleccionado de la variable a ser medida y mostrada cada 2 segundos.

(2) Un máximo de 10.000 grupos de variables pueden ser almacenadas en la memoria independientemente del tipo y la cantidad de los módulos gestionados (para un máximo de 15).

(3) Las variables almacenadas proceden del módulo VMU-P y son: la temperatura del panel fotovoltaico, la temperatura ambiente, la irradiancia y la velocidad del viento.

(4) Las variables almacenadas están relacionadas tanto con la eficiencia de string y la eficiencia CC/CA (BOS).

Eos-Array



Lista de las variables que pueden ser visualizadas y conectadas a ...

- Puerto de comunicación RS485
- Alarmas reales y virtuales y eventos
- Registro de datos

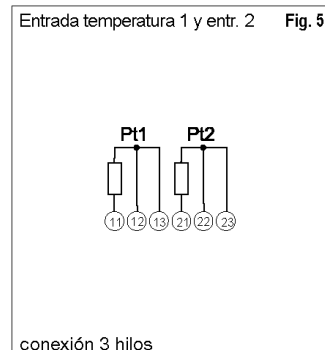
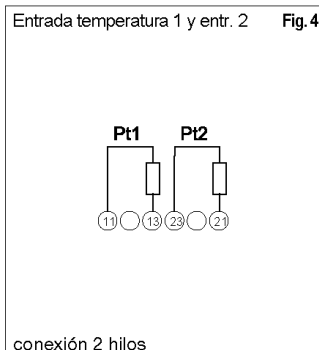
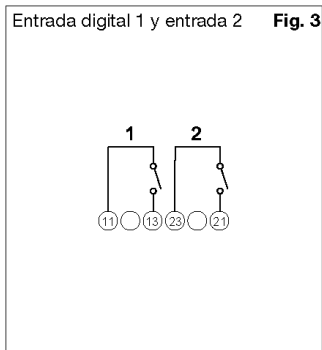
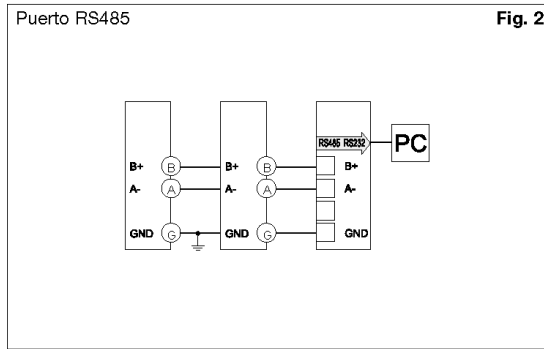
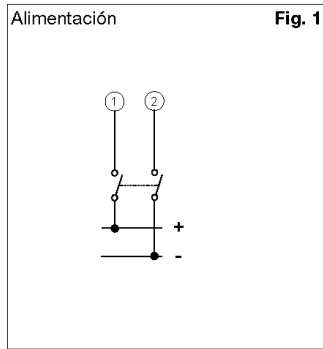
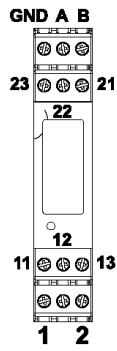
Nº	Variable	Registro eventos	Registro datos	Salida de alarma	Módulo (desde)	Notas
1	°C (°F) (entrada 1)	Si	Si	Si	VMU-M	Como alternativa de la detección de estado (4)
2	°C (°F) (entrada 2)	Si	Si	Si	VMU-M	Como alternativa de la variable (5)
3	%Eficiencia CC/CA (BOS)	Si	Si	Si	VMU-M	Cálculo de la eficiencia CC/CA (BOS) de la instalación fotovoltaica (en caso de un solo módulo VMU-M). En los demás casos, el cálculo se realiza mediante software.
4	Estado de ACTIVADO/DESACTIVADO (entrada 1)	Si	Si	No	VMU-M	Como alternativa de la variable (1)
5	kWh (entrada 2)	Si	Si	No	VMU-M	Contaje de pulsos que proceden de un medidor de energía de CA, como alternativa de variable (2)
6	Puesta a cero kWh. (entrada 2)	No	No	No	VMU-M	Puesta a cero de pulsos totalizados desde el medidor de energía CA
7	Error: 1	Si	No	Si (a)	VMU-M	Problemas de comunicación del bus local
8	Error: 2	Si	No	Si (a)	VMU-M	Configuración del módulo cambiado
9	Error: 3	Si	No	Si (a)	VMU-M	Parámetros de programación incoherentes
10	Error: 4	Si	No	Si (a)	VMU-M	Más de una unidad VMU-P conectada al bus
11	Error: 5	Si	No	Si (a)	VMU-M	Cortocircuito en la entrada 1 de la sonda
12	Error: 6	Si	No	Si (b)	VMU-M	Circuito abierto en la entrada 1 de la sonda
13	Error: 7	Si	No	Si (b)	VMU-M	Cortocircuito en la entrada 2 de la sonda
14	Error: 8	Si	No	Si (b)	VMU-M	Circuito abierto en la entrada 2 de la sonda
15	Estado: 1	Si	No	No	VMU-M	Acceso a la programación local
16	Estado: 2	Si	No	No	VMU-M	Alimentación ON/OFF
17	V	Si	Si	Si	VMU-S	Disponible desde cada string
18	A	Si	Si	Si	VMU-S	Disponible desde cada string
19	kW	Si	Si	Si	VMU-S	Disponible desde cada string
20	kWh	Si	Si	No	VMU-S	Disponible desde cada string
21	Puesta a cero de un string kWh.	No	No	No	VMU-S	Puesta a cero del medidor de energía de un string CC
22	Puesta a cero de todos los string kWh.	No	No	No	VMU-S	Puesta a cero de todos los medidores de energía de un string CC
23	Eficiencia de string %	Si	Si	Si	VMU-S	Eficiencia del string
24	Estado: 1	Si	No	Si	VMU-S	Parámetros de programación incoherentes
25	Estado: 2	Si	No	Si	VMU-S	Detección de fusible fundido
26	Estado: 3	Si	No	Si	VMU-S	Inversión de tensión o intensidad del string
27	Estado: 4	Si	No	Si	VMU-S	Alta temperatura dentro de la unidad VMU-S
28	Control de string	Si	Si	Si	VMU-S	
29	°C (°F) 1	Si	Si	Si	VMU-P	Temperatura del panel fotovoltaico
30	°C (°F) 2	Si	Si	Si	VMU-P	Temperatura ambiente
31	kWp/m ²	Si	Si	Si	VMU-P	Irradiancia solar
32	m/s	Si	Si	Si	VMU-P	Velocidad del viento
33	Error: 1	Si	No	Si	VMU-P	Parámetros de programación incoherentes
34	Error: 2	Si	No	Si (c)	VMU-P	Cortocircuito en la entrada 1 de la sonda
35	Error: 3	Si	No	Si (c)	VMU-P	Circuito abierto en la entrada 1 de la sonda
36	Error: 4	Si	No	Si (c)	VMU-P	Cortocircuito en la entrada 2 de la sonda
37	Error: 5	Si	No	Si (c)	VMU-P	Circuito abierto en la entrada 2 de la sonda
38	Estado: entrada 1	Si	No	No	VMU-O	Detección de estado ON /OFF
39	Estado: entrada 2	Si	No	No	VMU-O	Detección de estado ON /OFF
40	Estado: salida 1	Si	No	No	VMU-O	Detección de estado ON /OFF
41	Estado: salida 2	Si	No	No	VMU-O	Detección de estado ON /OFF
42	Error: 1	Si	No	Si	VMU-O	Parámetros de programación incoherentes

Nota sobre "Salida de alarma": Sí (a), Sí (b) y Sí (c) se corresponden con la letra relevante de las alarmas lógicas "OR".

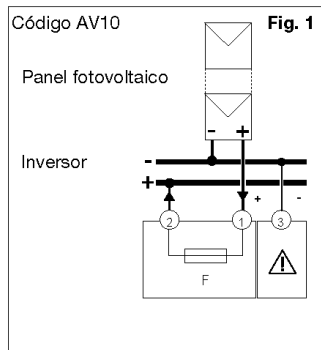
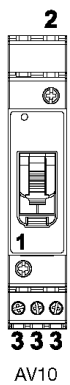
Eos-Array



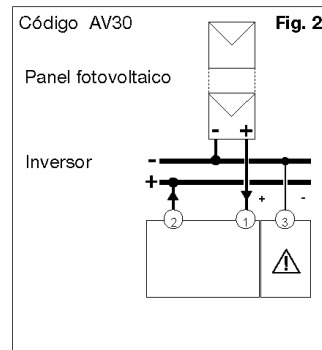
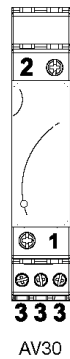
Conexiones del VMU-M



Conexiones del VMU-S (AV10 y AV30)



F= 10x38mm (IEC269-2-1) 1.25 Isc DC

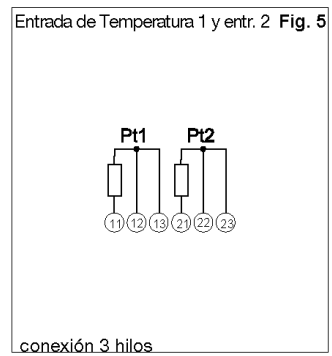
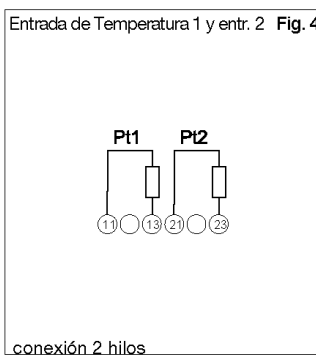
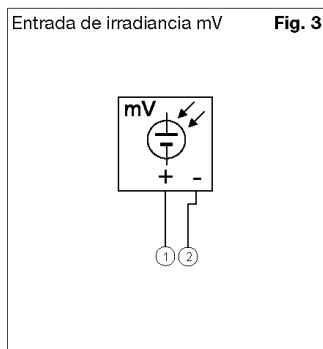
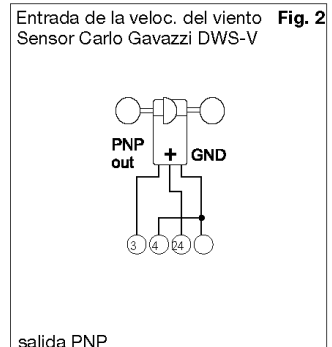
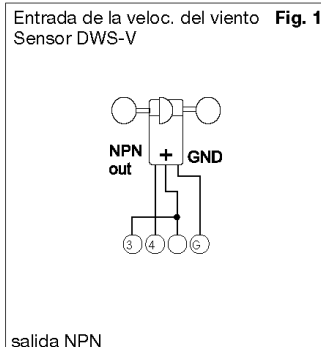
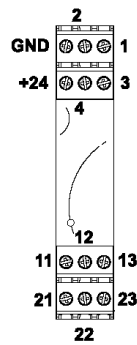


= Sin entrada de potencia, solo para medición de señal de tensión.

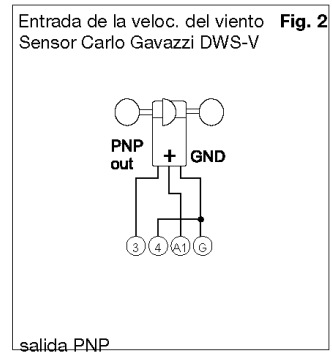
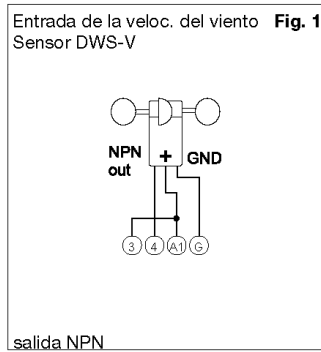
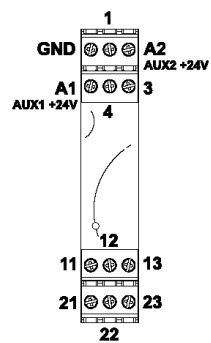
Eos-Array



Conexiones del VMU-P (2TIW)



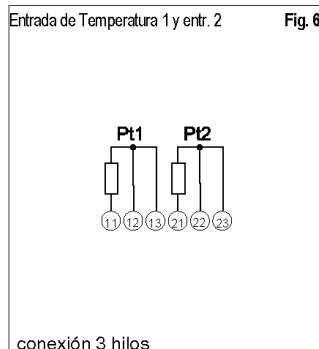
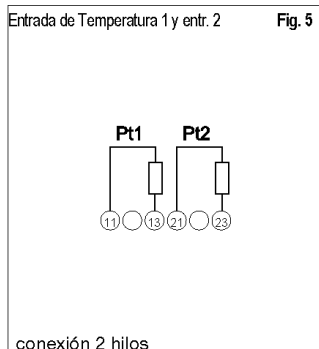
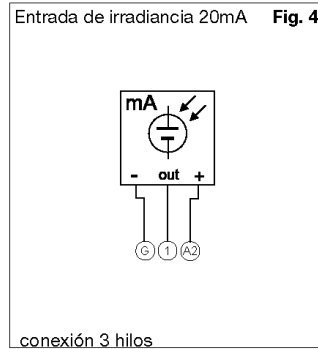
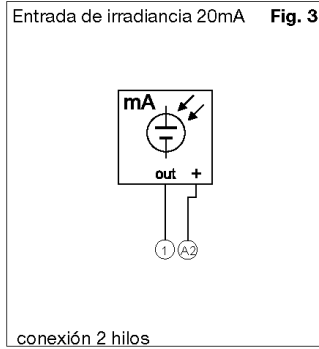
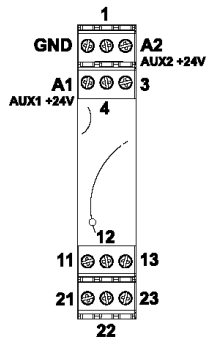
Conexiones del VMU-P (2TCW)



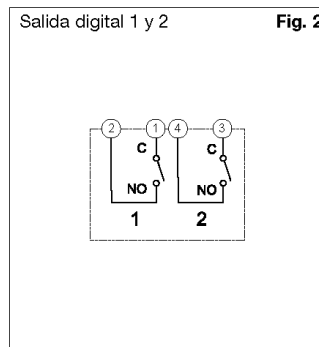
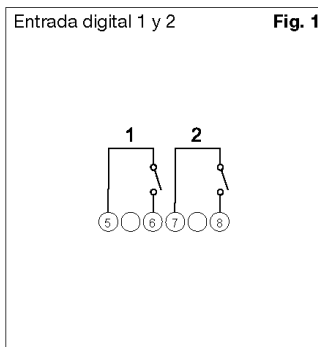
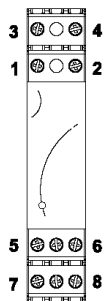
Eos-Array



Conexiones del VMU-P (2TCW) - cont.



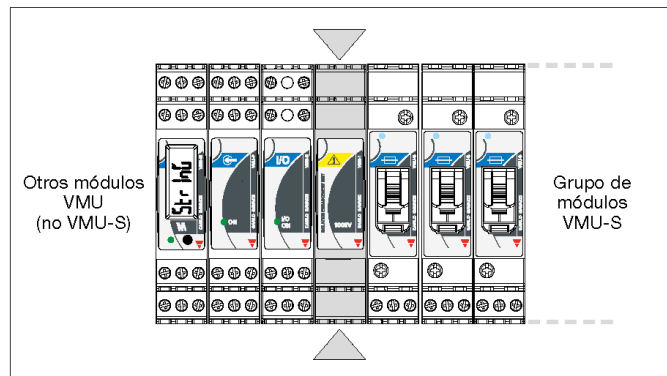
Conexiones del VMU-O



Eos-Array



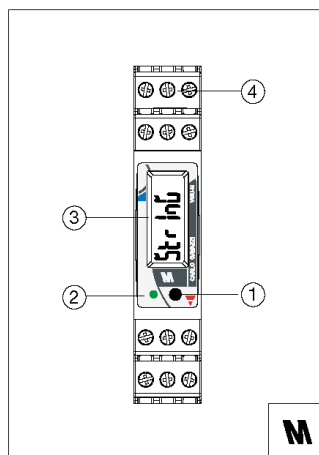
Montaje y posición del VMU-1



VMU-1 debe instalarse entre el grupo de VMU-S y el resto de módulos, como se muestra en la imagen.

Cada grupo de Eos-Array debe estar equipado con un único VMU-1.

Descripción del frontal del VMU-M



1. Pulsador

Para programar los parámetros de configuración y desplazarse por las distintas variables. Función de una tecla: breve pulsación: desplazamiento de la variable o aumento del parámetro. Pulsación larga: acceso a la programación, confirmación de la selección de parámetros.

2. LED

Verde encendido fijo: el módulo está alimentado y no hay comunicación en el bus RS485. Verde encendido parpadeando: la comunicación en el bus RS485 está funcionando. Rojo: alarma detectada (cualquiera). En caso de condición de alarma/comunicación el LED cambia su color del rojo (alarma) al verde. El tiempo del parpadeo dura aproximadamente 1 segundo.

3. Display

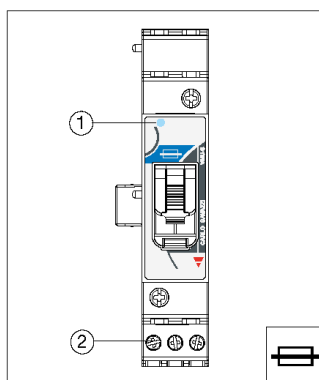
Tipo LCD con indicaciones alfanuméricas para:

- visualizar algunos parámetros de configuración;
- visualizar algunas variables medidas.

4. Terminales a tornillo

Para conectar la alimentación, el bus y las entradas/salida digitales.

Descripción del frontal del VMU-S (AV10: 16A)



1. LED

Verde: La alimentación está activada, hay intensidad en el string hasta 1A; Amarillo: hay intensidad en el string de 1,1 a 3A; Naranja claro: hay intensidad en el string de 3,1 a 6A; Naranja: hay intensidad en el string de 6,1 a 8A; Naranja oscuro: hay intensidad en el string de 8,1 a 10A; Rojo: hay intensidad en el string superior a 10A; Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos.

Cambio del azul a cualquier otro color citado anteriormente (del amarillo al rojo): alarma de string; Cambio del azul al verde: fusible fundido. Cambio del azul al violeta: polaridad invertida. Cambio del blanco a cualquier otro color: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos y muestra el estado del módulo según la anterior lista de colores. El tiempo de cambio dura aproximadamente 1 segundo.

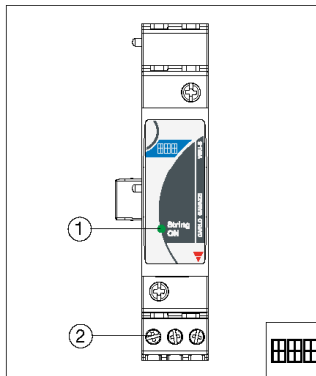
2. Terminales a tornillo

Para conexiones de string.

Eos-Array



Descripción del frontal del VMU-S (AV30: 30A)



1. LED

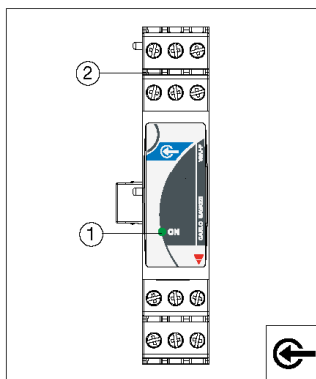
Verde: La alimentación está activada, hay intensidad en el string hasta 1A;
 Amarillo: hay intensidad en el string de 1,1 a 6A; Naranja claro: hay intensidad en el string de 6,1 a 12A; Naranja: hay intensidad en el string de 12,1 a 16A;
 Naranja oscuro: hay intensidad en el string de 16,1 a 20A; Rojo: hay intensidad en el string superior a 20A;
 Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos.

Cambio del azul a cualquier otro color citado anteriormente (del amarillo al rojo): alarma de string; Cambio del azul al violeta: polaridad invertida. Cambio del blanco a cualquier otro color: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos y muestra el estado del módulo según la anterior lista de colores.

2. Terminales a tornillo

Para conexiones de string.

Descripción del frontal del VMU-P



1. LED

ON Encendido fijo: el módulo está alimentado.

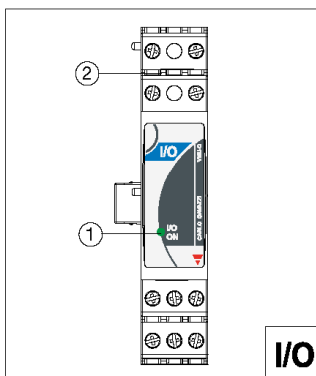
Verde: la alimentación está activada.

Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos.

2. Terminales a tornillo

Para conectar la entrada de medición.

Descripción del frontal del VMU-O/VMU-O AT



1. LED

ON Encendido fijo: el módulo está alimentado.

Verde: la alimentación está activada. Blanco: la unidad ha sido habilitada por el módulo VMU-M para leer y visualizar los datos. Rojo: una o tres entradas están activadas. Azul: una o ambas salidas están activadas. Cambio de un color a cualquier otro: la unidad muestra el estado del módulo según la anterior lista de colores. El tiempo de cambio dura aproximadamente 1 segundo.

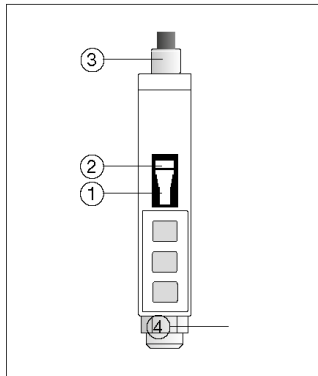
2. Terminales a tornillo

Para conectar las entradas/salidas digitales.

Eos-Array

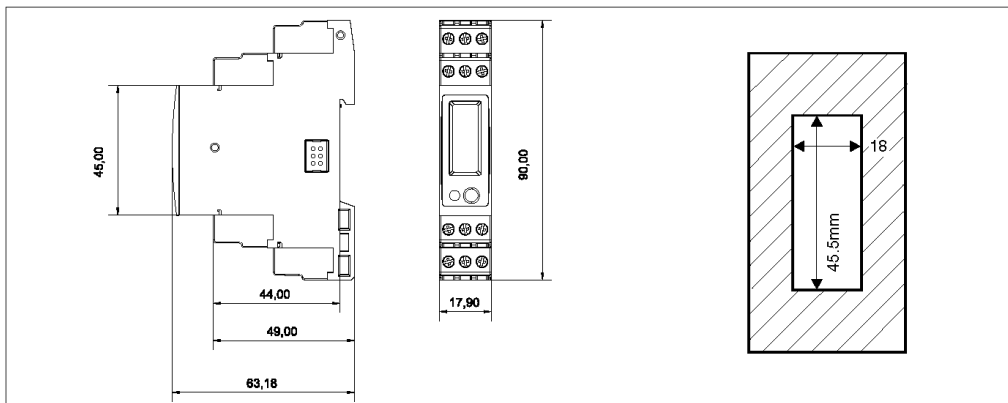


Descripción del frontal del VMU-AT

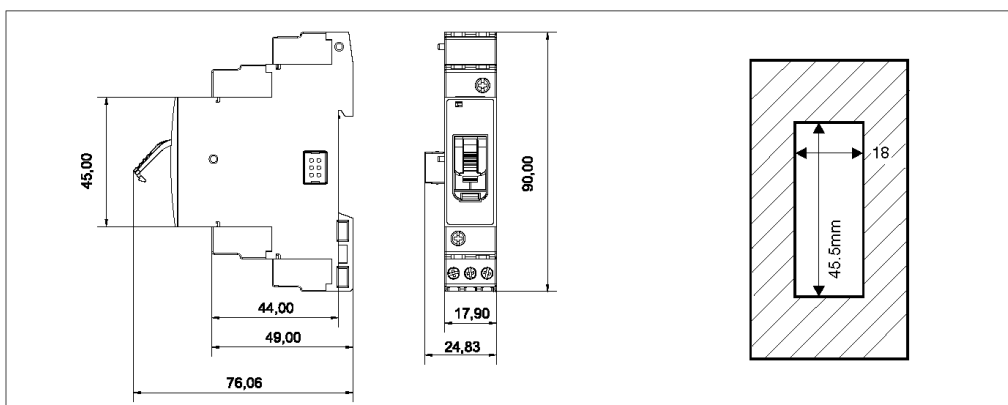


1. **LED verde**
La alimentación está activada
2. **LED rojo**
El lazo de la señal óptica está funcionando
3. **Conectores de fibra óptica**
Un conector de fibra óptica RX (receptor) y otro TX (transmisor)
4. **Un cable**
Cable para la alimentación y la salida de la señal.

Dimensiones del VMU-M y corte en panel (mm)



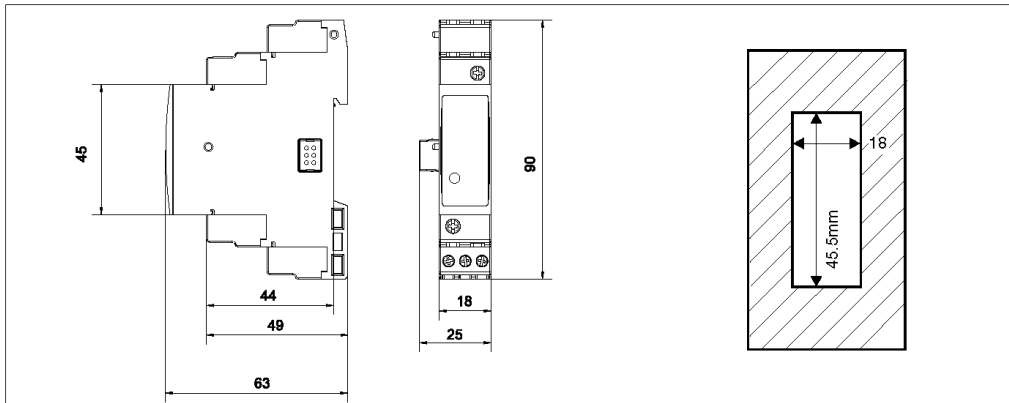
Dimensiones del VMU-S (AV10: 16A) y corte en panel (mm)



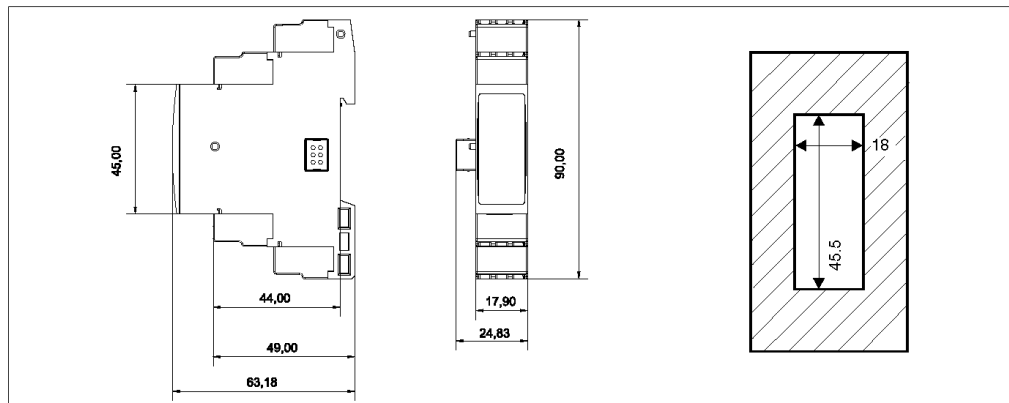
Eos-Array



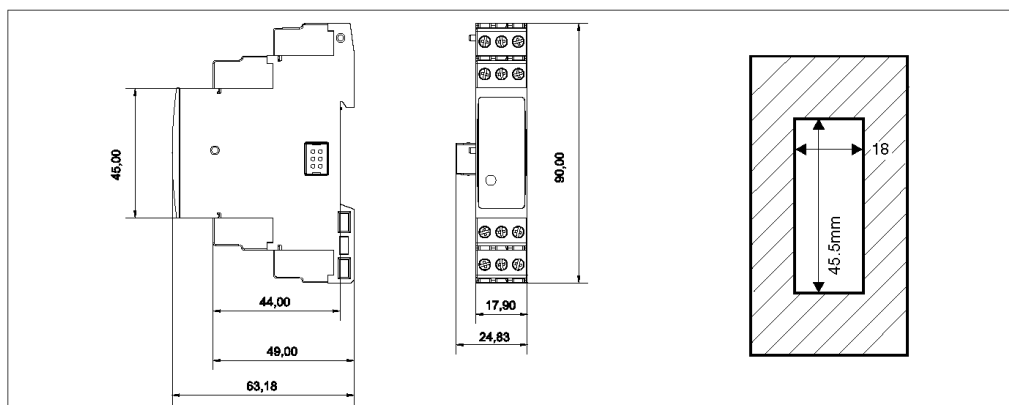
Dimensiones del VMU-S (AV30: 30A) y corte en panel (mm)



Dimensiones del VMU-1 y corte en panel (mm)



Dimensiones del VMU-P y corte en panel (mm)

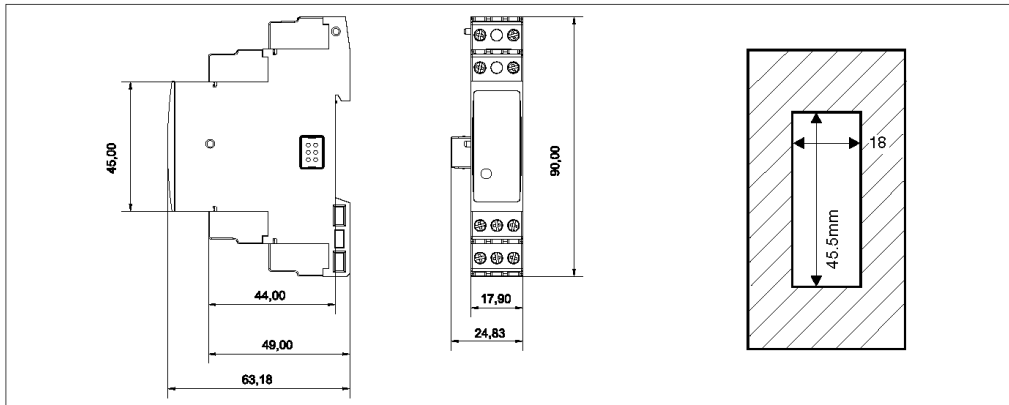


Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso Eos-Array DS ESP 140916

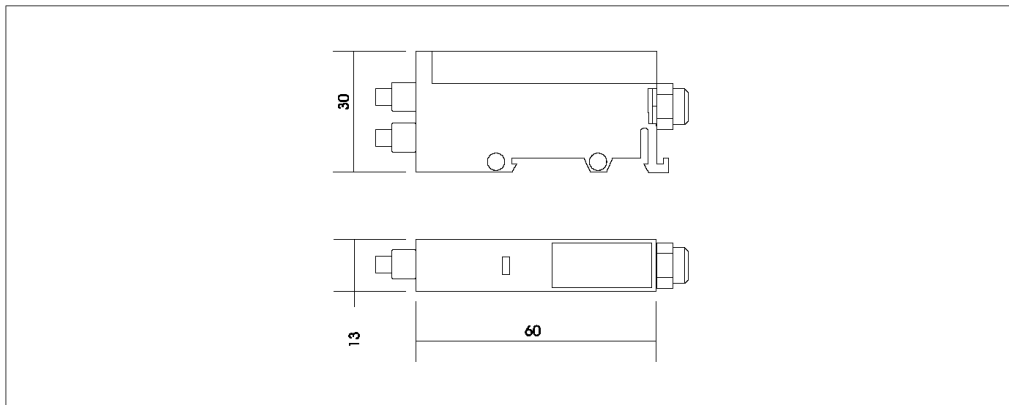
Eos-Array



Dimensiones del VMU-O/VMU-O AT y corte en panel (mm)



Dimensiones del VMU-AT y corte en panel (mm)



Eos-Array



Tiempo Medio Entre Fallos (MTTF/MTBF)

Modelo	MTTF/MTBF - Años	Condiciones de la prueba	Estándar
VMU-M	24,2	gf, 50° C	MIL-HDBK-217F
VMU-S	35,4	gf, 50° C	MIL-HDBK-217F
VMU-P	65,4	gf, 50° C	MIL-HDBK-217F
VMU-O	31,7	gf, 50° C	MIL-HDBK-217F

Software de programación de parámetros y de lectura de las variables Eos-ArraySoft

Eos-ArraySoft	<p>Software en varios idiomas (Italiano, Inglés, Francés, Alemán, Español) para la lectura de las variables y la programación de parámetros. El programa funciona con Windows XP/Vista/7. Pueden seleccionarse dos aplicaciones diferentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Solar: gestión de red donde Eos-ArraySoft gestiona básicamente una unidad VMU-M con los respectivos módulos VMU-S, VMU-P y VMU-O y puede incluir un contador de energía conectado a la entrada digital VMU-M; - Solar avanzada: gestión de red compleja donde Eos-ArraySoft gestiona muchos módulos VMU-M y respectivas sub-redes (unidades VMU-S, VMU-P y VMU-O) y puede incluir un contador de energía (EM21-72D, EM24-DIN, EM26-96) conectado al mismo bus RS485. 	Modo de configuración	<p>Hay dos niveles de configuración:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la red de comunicación RS485 que puede incluir una o varias unidades VMU-M; - la red auxiliar con todos los parámetros relacionados con los siguientes módulos: VMU-M, VMU-S, VMU-P, VMU-O. <p>En archivos tipo XLS (base de datos de Excel). Manual o automática, con intervalos programables</p> <p>Tabla disponible:</p> <ul style="list-style-type: none"> - String1: V-A-kW-kWh; - String 2: V-A-kW-kWh; - String n: V-A-kW-kWh. <p>- Módulo principal: temperatura del panel FV, temperatura del aire, irradiancia y velocidad del viento.</p> <p>Parámetros de alarma</p> <p>Configuración de mensajes SMS con módem GSM/GPRS (conectado al ordenador).</p>
Aplicación		Almacenamiento de datos	
		Descarga de datos	
		Lectura de datos	
	Configuración de alarmas		
	Gestión del módem		

5.4. Medidor de energía: EM24DINAV93XISX

Contadores y analizadores de energía Analizador de redes trifásico compacto Modelo EM24 DIN



- Clase 1 (kWh) según norma EN62053-21
 - Clase B (kWh) según norma EN50470-3
 - Clase 2 (kvarh) según norma EN62053-23
 - Precisión: $\pm 0,5$ lec. (intensidad/tensión)
 - Analizador de energía
 - Lectura de variables instantáneas: 4 díg.
 - Lectura de energías/gas/agua : 8 díg.
 - Variables del sistema: VLL, VLN, Admd max, VA, VAdmd, VAdmd max, W, Wdmd, Wdmd max, var, PF, Hz, secuencia de fase.
 - Variables de cada fase: VLL, VLN, A, VA, W, var, PF
 - Medidas de energía: kWh y kvarh totales y parciales o basados en 4 tarifas distintas; medidas de cada fase
 - Lecturas de gas, agua fría, agua caliente, kWh de calefacción mediante control remoto
 - Contador horario (6+2 díg.)
 - Valor TRMS de tensión/intensidad de ondas distorsionadas
 - Autoalimentación (entradas AV2-AV9)
 - Alimentación auxiliar (entradas AV5-AV6)
 - 3 entradas digitales para selección de tarifa, sincronización DMD o lecturas de gas/agua (caliente-fría) y lectura remota de calefacción (opcional)
 - 2 salidas digitales por pulsos proporcionales a valores de energía o de alarma, o para una combinación de ambas
- Dimensiones: 4 módulos DIN
 - Grado de protección (frontal): IP50
 - Salida serie RS485 (MODBUS-RTU), compatibilidad con iFIX SCADA
 - Puerto de comunicación M-bus (opción M1 y M2)
 - Capacidad de comunicación con Dupline (opción DP)
 - Display y programación adaptables a la aplicación (función Easyprog fácil programación)
 - Conexión sencilla
 - Certificado según la Directiva MID, (opción PF), ver "Código de pedido" más abajo
 - Disponibles versiones sin certificado MID (opción X): ver selección del modelo en la siguiente página

Descripción del Producto

Analizador de energía trifásico con joystick incorporado y display de datos LCD; especialmente indicado para medidas de energía activa y reactiva y asignación de costes. Caja para mon-

taje a carril DIN con grado de protección (frontal) IP50. Conexión directa de hasta 65A y por medio de transformadores externos de intensidad y tensión. Además, el medidor puede incorporar

salidas digitales, que pueden ser utilizadas como salidas digitales, proporcionales a la energía activa (generada y consumida) y reactiva medidas, o como salidas de alarma. Otras alternativas son

el puerto de comunicación RS485 y 3 entradas digitales o el puerto Dupline y 3 entradas digitales o el puerto de comunicación M-bus, disponibles como opción

EM24 DIN



MID Certificado conforme con la Directiva MID, Módulo B et Módulo D Anexo II, referente a los medidores de energía eléctrica activa (ver Anexo V, MI003, MID). Puede usarse para metrología fiscal (legal), dependiendo de la normativa de cada país.

Código de pedido EM24 DIN AV5 3 X O2 PF A

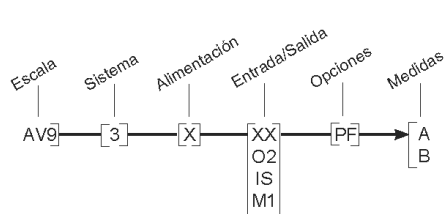
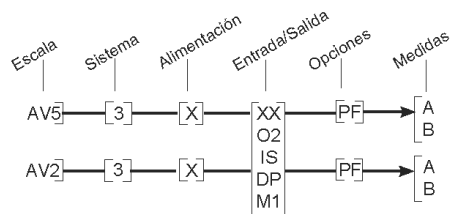


Selección del Modelo para versión MID

Códigos de escala	Sistema	Alimentación	Entrada/Salida
AV5: 400V _{LL} CA - 1/5 (10)A (conexión mediante CT)	3: Trifásico, 4 hilos	X: Autoalimentación (Vea "las especificaciones de alimentación")	XX: Ninguna
AV2: 230 - 400 V _{LL} CA 10(65)A (conexión directa)	Medidas		O2: Dos salidas de colector abierto (dos salidas de pulsos o una salida de pulsos + una salida de alarma o dos salidas de alarma)
AV9: 400V _{LL} CA - 10(65)A (conexión directa)	A: Integra la potencia positiva y negativa (no importa la polaridad del trafo, siempre mide la potencia y refleja en positivo el resultado de la generada y consumida) y el medidor de energía positiva total está certificado conforme con MID.		IS: 3 entradas digitales para selección de tarifa o medidas de Gas/ Agua/calefacción remota + puerto RS485
Opciones	B: Solo el medidor de energía total positiva consumida está certificado conforme con MID. El medidor de energía total negativa generada no tiene certificación MID.		DP: Puerto Dupline más 3 entradas digitales para medidas Gas / Agua / calefacción remota
PF Certificado conforme con la Directiva MID. Puede usarse para metrología fiscal (legal), dependiendo de la normativa de cada país.			M1: Puerto M-bus según EN13757-3:2005

NOTA: consultar la disponibilidad del código en las tablas de verificación antes de realizar el pedido

CT = Trafo de intensidad; VT = Trafo de tensión; PT = Trafo de potencia;



EM24 DIN



STANDARD

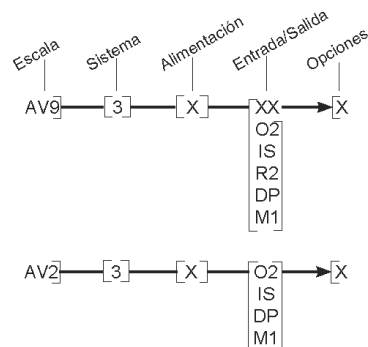
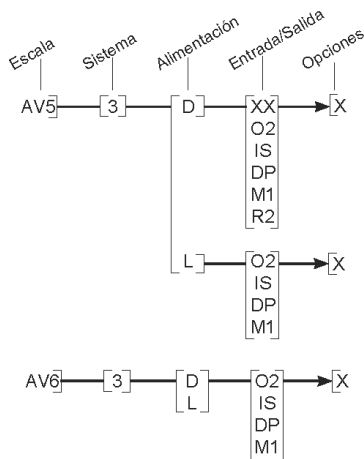
Sin certificación MID. No puede usarse para metrología fiscal (legal).

Código de pedido EM24 DIN AV5 3 D O2 X



Selección del Modelo para versión estándar

Códigos de escala	Sistema	Alimentación	Entrada/Salida	
AV5: 400V _{LL} CA - 1/5 (10)A (conexión mediante CT) V _{LN} : 160V - 480V _{LN} V _{LL} : 277V - 830V _{LL}	3: Carga equilibrada y desequilibrada: Trifásico, 4 hilos; Trifásico, 3 hilos; Bifásico, 3 hilos; Monofás., 2 hilos	X: Autoalimentación (Ver "las especificaciones de alimentación")	XX: Ninguna O2: Dos salidas de colector abierto (dos salidas digitales o una salida digital + una salida de alarma o dos salidas de alarma)	
AV6: 208V _{LL} CA - 1/5(10)A (conexión mediante VT/PT y CT) V _{LN} : 40V - 144V _{LN} V _{LL} : 70V - 250V _{LL}		L: 18 a 60VCA/CC (48 a 62Hz) D: 115/230 VCA (48 a 62Hz)	R2: Dos salidas de relé (funcionan como "O2") IS: 3 entradas digitales para selección de tarifa o medidas de Gas/ Agua/calefacción remota + puerto RS485	
AV2: 400V _{LL} CA 10(65)A (conexión directa) V _{LN} : 113V - 265V _{LN} V _{LL} : 196V - 460V _{LL}		NOTA: consultar la disponibilidad del código en las tablas de verificación antes de realizar el pedido	Opciones X: Ninguna	DP: Puerto Dupline más 3 entradas digitales para medidas Gas / Agua / calefacción remota M1: Puerto M-bus según EN13757-3:2005 M2: Puerto M-bus según EN13757-3:2013
AV9: 400V _{LL} CA - 10(65)A (conexión directa) V _{LN} : 184V - 276V _{LN} V _{LL} : 318V - 480V _{LL}				



EM24 DIN



Especificaciones de Entrada

Entradas de medida Tipo de entr. de intensidad	Tipo de sistema: trifásico Aislamiento galvánico mediante CT incorporado (modelos AV5 y AV6) Por conexión directa (AV2 y AV9)	Indicación de sobrecarga	Indicación EEEE cuando el valor medido excede la "Sobrecarga de entrada continua" (capacidad máxima de medida)
Escala de intens. (mediante CT) Escala de intens. (conex. directa) Tensión	AV5 y AV6: 1/5(10)A AV2: 10(65)A; AV9: 10(65)A AV5: 400VLL; AV2: 230/400 VLL AV9: 400 VLL CA AV6: 120VLLN/208VLL	Indicación de máx. y mín.	Máx. variables instantáneas: 9999; energías: 99 999 999. Mín. variables instantáneas: 0,000; energías 0,00.
Tensión mediante VT/PT		LEDs	LED rojo (consumo de energía) según norma EN50470-1, EN62052-11,
Precisión (display + RS485) (a 25°C ±5°C, H. R. ≤60%, 50±5Hz/60±5Hz)	lb: ver abajo, Vn: ver abajo	Modelos AV5, AV6	0,001 kWh/kvarh por pulso si la relación del trafo de intensidad CT x la relación del trafo de tensión VT es ≤7; 0,01 kWh/kvarh por pulso si la relación del trafo de intensidad CT x la relación del trafo de tensión VT es > 7.1 ≤ 70.0; 0,1 kWh/kvarh por pulso si la relación del trafo de intensidad CT x la relación del trafo de tensión VT es > 70.1 ≤ 700.0; 1 kWh/kvarh por pulso si la relación del trafo de intensidad CT x la relación del trafo de tensión VT es > 700.1;
Modelo AV5	In: 5A, Imax: 10A; Vn: 160 a 480VLLN (277 a 830VLL)	Frecuencia máxima	0,00 kWh/kvarh por pulso si la relación del trafo de intensidad CT x la relación del trafo de tensión VT es > 700.1;
Modelo AV6	In: 5A, Imax: 10A; Vn: 40 a 144VLLN (70 a 250VLL)	Medidas	Ver "Lista de las variables que pueden ser conectadas para": Medida TRMS de tensión/intensidad de una onda distorsionada.
Modelo AV2	lb: 10A, Imax: 65A, Vn: 113 a 265VLLN (196 a 460VLL)	Método	Directa para los modelos AV2 y AV9. Mediante CT externo para los modelos AV5 y AV6
Modelo AV9	lb: 10A, Imax: 64A; Vn: 184 a 276VLLN (318 a 480VLL)	Tipo de conexión	
Intensidad Modelos AV5, AV6	De 0,002In a 0,2In: ±(0,5% lec. +3 dígit.) De 0,2In a Imax: ±(0,5% lec. +1 dígit.)	Factor de cresta	lb 10A ≤4 (pico máx. 91A) In 5A ≤3 (pico máx. 15A)
Modelos AV2, AV9	De 0,004lb a 0,2lb: ±(0,5% lec. +3 dígit.) De 0,2lb a Imax: ±(0,5% lec. +1 dígit.)	Protec. contra sobrecargas intensidad	Continua 1/5(10) A: 10A, a 50Hz 10(65) A: 65A, a 50Hz
Tensión fase-neutro	En la escala Vn: ±(0,5% lec. +1 dígit.)	Durante 500ms	1/5(10) A: 200A, a 50Hz
Tensión fase-fase	En la escala Vn: ±(1% lec. +1 dígit.)	Durante 10ms	10(65) A: 1920A máx, a 50Hz
Frecuencia	±0,1Hz (50±5Hz/60±5Hz)	Protec. contra sobrecargas de tensión	Continua 1,2 Vn Durante 500ms 2 Vn
Potencia activa y aparente	±(1% lec. +2 dígit.)	Impedancia de entrada	
Factor de potencia (PF)	±(0,001+1% (1,000 - "lec. PF"))	208VL-L (AV6)	> 1600KΩ
Potencia reactiva	±(2% lec. +2 dígit.)	230/400VL-L (AV2)	Ver "Consumo de potencia"
Energía activa	Clase 1 según norma EN62053-21, Clase B según norma EN50470-3	400VL-L (AV5)	> 1600KΩ
Energía reactiva	Clase 2 según norma EN62053-23	400VL-L (AV9)	Ver "Consumo de potencia"
Modelos AV5, AV6	In: 5A, Imax: 10A; 0.1 In: 0,5A, Intensidad de arranque: 10mA lb: 10A, Imax: 65A; 0.1 lb: 1.0A Intensidad de arranque: 40mA	1/5(10) A (AV5-AV6)	< 0,3VA
Modelos AV2, AV9		10(65) A (AV2-AV9)	< 4VA
Errores adicionales de energía	Según norma EN62053-21, EN50470-3, EN62053-23	Frecuencia	50±5Hz/60±5Hz
Deriva térmica	≤200ppm/°C	Joystick	Para la selección de las variables y programación de los parámetros operativos del instrumento
Frecuencia de muestreo	1600 lecturas/s a 50Hz 1900 lecturas/s a 60Hz		
Tiempo de refresco del display	750 ms		
Display	3 líneas (1 x 8 dígit.; 2 x 4 dígit.) LCD, alt. 7mm		
Tipo	4 dígit.		
Lectura de variables instantáneas	Totales consumida: 6+2, 7+1 u 8 dígitos		
Energías	Totales/Parciales generada/ Tarifa: 6+1 o 7 dígit. (con signo "-").		

EM24 DIN



Especificaciones de Salida

Salidas digitales Salidas de pulso Numero de salidas Tipo Duración del pulso Salidas de alarma Numero de salidas Modos de alarma Ajuste del punto de consigna Histéresis Retardo a la conexión Estado de salida Tiempo mín. de respuesta Nota		Hasta 2, independientes Programables, de 0.001 a 10.00 kWh/kvarh por pulso. Salidas conectables a los contadores de energía (kWh/kvarh) $T_{OFF} \geq 120ms$, según norma EN62053-31 T_{ON} seleccionable (30 ms o 100 ms), según EN62053-31 Hasta 2, independientes Alarma de máx., alarma de mín. (ver la tabla: "Lista de las variables que pueden ser conectadas para") De 0 a 100% de la escala del display De 0 a la escala completa De 0 a 255s Seleccionable; normalmente desactivada o norm. activada ≤ 700 ms, filtro excluido. Retardo de activ. alarma: "0s" Las 2 salidas de pulsos pueden funcionar también como dos salidas de alarma y como una salida de pulsos y una salida de alarma	RS485 Tipo Conexiones Direcciones Protocolo Datos (bidireccionales) Dinámicos (sólo lectura) Estáticos (lectura y escritura) Formato de datos Velocidad en baudios Impedancia de entrada del driver Aislamiento M-bus Tipo Conexiones Direcciones Dirección del primario Dirección del secundario Protocolo Datos disponibles y formato de trama Velocidad en baudios Selección de la velocidad en baudios Capacidad de entrada del driver Funciones especiales Aislamiento Nota (para puertos RS485 y M-bus)	Multiterminal, bidireccional (variables estáticas y dinámicas) 2 hilos Distancia máx. 1000m 247, seleccionables a través del joystick frontal MODBUS/JBUS (RTU) Variables del sistema y de cada fase: ver tabla "Lista de variables..." Todos los parámetros de configuración. 1 bit de arranque, 8 bit de datos, sin paridad, 1 bit de parada 4800, 9600 bits/s Carga unitaria, 1/5 Máximo: 160 transceptores en el mismo bus. Mediante optoacopladores, 4000 VRMS entre salida y entrada de medida, 4000 VRMS entre salida y entrada de alimentación One-drop, direccional 2 hilos 247, seleccionables a través del joystick frontal y de M-bus (por defecto 0). Predefinida, se configura durante la fabricación M-bus según: EN13757-3:2005 (opción M1), EN13757-3:2013 (opción M2) Ver tabla "Variables disponibles de M-bus y formato de trama" 300, 2400 (por defecto) y 9600 bits/s Configurar durante la programación o directamente mediante M-bus master Carga unitaria 1 Ninguna Por optoacopladores, 4000 VRMS entre salida y entrada de medida Los medidores provistos de puerto de comunicación (modelo "AV9" con las opciones "M1" e "IS") podrán funcionar aunque se interrumpa VL3 (deberán estar disponibles VL1, VL2 y VN) (ver la tabla "notas de modo de operación")
Salida estática Utilizada para: Señal Aislamiento		Salida de pulsos o salida de alarma V_{ON} 1,2 VCC/ máx. 100 mA V_{OFF} 30 VCC máx. Mediante optoacopladores, 4000 VRMS entre salida y entrada de medida, 4000 VRMS entre salida y entrada de alimentación		
Salida de relé Utilizada para: Tipo Aislamiento Nota		Salida de alarma o salida de pulsos Relé, tipo SPST CA 1-5A a 250VCA CC 12-5A a 24VCC CA 15-1,5A a 250VCA CC 13-1,5A a 24VCC 4000 VRMS entre salida y entrada de medida, 4000 VRMS entre salida y entrada de alimentación Los medidores provistos de salidas de relé (Modelo "AV9" con la opción "R2") funcionarán aunque se interrumpa VL3 (deberán estar disponibles VL1, VL2 y VN) (ver la tabla "notas de modo de operación")		

EM24 DIN



Especificaciones de Dupline

Contadores		Variables disponibles	Todos, a excepción de las variables "máx."
Función usada con Dupline	Multiplexado para los valores de contador	Entrada sincronizar/tarifa	Funciones usadas de Dupline
Número de contadores	6 por instrumento 128 por red	Señal monoestable (pulsador) tiempo real	A5
Escala contador0... 99 999 999		Selecciónable:	• ninguno
Canales usados	B a F	• sincronización de Wdmd	• contador total y parcial de energía (KWh, kvarh) según tarifas (t1-t2).
Multiplexado	B2 a B8		
Reset (Puesta a cero)	B1		
Valor	C1 a F8		
Puesta a cero de contadores	Habilitar/Deshabilitar la función para todos los contadores	Alarmas	
Contadores disponibles	kWh tot, -kWh tot, kvarh tot, -kvarh tot, kWh t1, kWh t2, kWh L1, kWh L2, kWh L3, contador ent. dig. 1, contador ent. dig. 2, contador ent. dig. 3, contador horario	Función usada de Dupline	Señal monoestable (pulsador)
		Canales usados	Selecciónable (de A1 a P8). No hay control si los canales seleccionados no se usan para contadores o variables analógicas.
		Número de alarmas	2 por instrumento
		Modos de alarma	Alarma de máx, alarma de mín (ver la tabla "Lista de las variables que pueden ser conectadas")
Variables analógicas		Ajuste de alarma	De 0 a 100% de la escala del display
Función usada con Dupline	Multiplexado para los valores analógicos	Histéresis	De 0 a la escala completa
Número de variables	8 por instrumento 80 por red	Retardo a la conexión	De 0 a 255s
Formato de datos de Dupline		Estado de salida	Normalmente activada
Valor de la escala completa	3 1/2 díg. BCD Selecciónable de 1.999 a 1999M en función del n.º de variables	Variables disponibles	Todos, a excepción de las variables "máx."
Canales usados	A1 a A4		
Multiplexado	G1 a H8 (1º grupo de 16 variables)		
Valor	I1 a J8 (2º grupo de 16 variables)		
	K1 a L8 (3º grupo de 16 variables)		
	M1 a N8 (4º grupo de 16 variables)		
	O1 a P8 (5º grupo de 16 variables)		

Especificaciones de las Entradas Digitales

Numero de entradas	3	(cada vez que cambia la tarifa) y contadores de GAS (m³) o AGUA (m³, caliente-fría) o contadores remotos de calefacción (kWh) o medidor externo kWh; • Contadores de energía totales y parciales (kWh y kvarh) gestionados por periodos de tiempo (t1-t2), sincronización de W dmd (independiente de la selección de tarifas) y contadores de GAS (m³) o AGUA (m³, caliente-fría) o contadores de calefacción (kWh) remotos o medidor externo kWh;
Frecuencia de entrada	20Hz máx, ciclo de trabajo 50%	
Ajuste del preescalador	De 0,001 a 999,9 m³ o kWh por pulso	
Tensión de medida contactos	5VCC +/- 5%	
Intensidad de medida contactos	10mA máx.	
Impedancia de entrada	680Ω	
Resistencia de contactos	≤100Ω, contacto cerrado ≥500kΩ, contacto abierto	
Modos de funcionamiento (Excluida la versión DP)	Selecciónables: • Contadores de energía totales y parciales (kWh y kvarh) sin entradas digitales; • Contadores de energía totales y parciales (kWh y kvarh) gestionados por periodos de tiempo (t1-t2-t3-t4), sincronización de W dmd	

EM24 DIN



Especificaciones de las Entradas Digitales (cont.)

Modos de funcionamiento (Sólo la versión DP)	<ul style="list-style-type: none"> Contadores de energía totales (kWh, kvarh) y contadores de GAS, AGUA (caliente-fría), contadores de calefacción remotos, medidor externo kWh (3 opciones). 	Aislamiento	Mediante optoacopladores, 4000 VRMS entre entradas digitales y entrada de medida. 4000 VRMS entre entradas digitales y entrada de alimentación.
Nota	<p>Seleccionables:</p> <ul style="list-style-type: none"> GAS (m³) o AGUA (caliente-fría m³) o contadores de calefacción (kWh) remotos <p>Las medidas de energía sólo se pueden efectuar a través de las entradas analógicas.</p>		

Funciones de Programación

Clave	Código numérico de 4 dígitos, máx.; 2 niveles de protección de los datos de programación: Clave "0", sin protección; Clave de 1 a 9999, todos los datos están protegidos	Acción del filtro	Medidas, salida serie (variables principales: V, A, W y sus derivadas).
1 ^{er} nivel 2 ^o nivel		Visualización	Hasta 3 variables por página. Ver « Páginas Display ». 8 series de variables distintas disponibles (ver « Páginas Display ») según la aplicación seleccionada
Selección del sistema Sist. trifásico +N carga deseq. Sist. trifásico- carga deseq. Sist. trifásico,1 (solo AV5 y AV6) carga equilibrada	Trifásico (4-hilos); Trifásico (3-hilos). Trifásico (3 hilos), medidas de una intensidad y de las tensiones entre fases. Trifásico (4 hilos), medidas de una intensidad y de las tensiones entre fase-neutro. Bifásico (3 hilos). Monofásico (2 hilos).	Reset (Puesta a cero)	A través del joystick frontal: - dmd y máx. dmd; - energías totales y gas/ agua: kWh, kvarh; - energías parciales y tarifas: kWh, kvarh
Sistema bifásico Sistema monofásico		Fácil función de conexión Modelos AV2 y AV9	Detección automática de la secuencia de fase con sincronización de la intensidad y la tensión.
Relación del transformador VT (PT) (trafo de tensión) CT (trafo de intensidad)	1,0 a 999,9 / 1000 a 6000 (solo AV5 y AV6) 1,0 a 999,9 / 1000 a 9999 / 10,00k a 60,00k (solo AV5 y AV6). La potencia máxima medida no puede exceder nunca de 210 MW (calculada como la intensidad y la tensión de entrada máximas, ver "Precisión"). La relación máxima de VT y CT será 48.600. Para las aplicaciones según norma MID, la potencia máxima medida será de 25MW.	Modelos AV5-AV6-AV2-AV9	En todas las páginas del display, las medidas de energía y potencia son independientes de la dirección de la corriente. La energía visualizada siempre es "consumida", salvo en los modelos "F" y "H" (ver la tabla "Páginas Display"). En estos últimos, las energías pueden ser visualizadas como "consumidas" o "generadas", según la dirección de la corriente.
Filtro Escala operativa del filtro Coeficiente de filtrado	0 a 100% de la escala del display 1 a 32		

EM24 DIN



Especificaciones Generales

Temperatura de trabajo	-25 a +55°C (-13°F a 131°F) (H.R. de 0 a 90% sin condensación a 40°C) según normas EN62053-21, EN50470-1 y EN62053-23	Emisiones de radiofrecuencia	tensión: 4kV; en la entrada de alimentación auxiliar "L": 1kV; Según norma CISPR 22
Temperatura almacenamiento	-30 a +70°C (-22°F a 158°F) (H.R. < 90% sin condensación a 40°C) según normas EN62053-21, EN50470-1 y EN62053-23	Conformidad con las normas	IEC60664, IEC61010-1 EN60664, EN61010-1 EN62052-11.
Categoría de la instalación	Cat. III (IEC60664, EN60664)	Seguridad	EN62053-23, EN50470-3. DIN43864, IEC62053-31 CE, cULus (sólo AV5, AV6, excepto opción M2), MID (sólo opción PF)
Aislamiento (durante 1 minuto)	4000 VRMS entre entrada de medida y entrada de alimentación. 4000 VRMS entre entrada de alimentación y salida RS485/digital	Metrología	
Resistencia dieléctrica	4000 VRMS durante 1 minuto	Salida digital	
Rechazo al ruido CMRR	100 dB, 48 a 62 Hz	Homologaciones	
Compatibilidad electromag. (EMC)	Según normas EN62052-11 15kV descarga al aire;	Conexiones	A tornillo
Descargas electrostáticas	Prueba con corriente: 10V/m de 80 a 2000MHz; Prueba sin corriente: 30V/m de 80 a 2000MHz;	Sección del cable	entradas de medida máx. 16 mm ² ; mín. 2,5 mm ² (con terminal de cable); Par de apriete min./máx.: 1,7 Nm / 3 Nm Otras entradas: 1,5 mm ² Par de apriete: 0,5 Nm
Inmunidad a los campos electromagnéticos	En el circuito de entradas de medida de intensidad y tensión: 4kV	Modelos AV2-AV9	
Ráfagas		Sección del cable	Máx. 1,5 mm ² Par de apriete: 0,5 Nm
Inmunidad a las perturbaciones conducidas	10V/m de 150KHz a 80MHz	Modelos AV5-AV6	
Tensión de pulso	En el circuito de entradas de medida de intensidad y	Caja DIN	
		Dimensiones (Al. x An. x P.)	71 x 90 x 64,5 mm
		Material	Nylon PA66, autoextinguible: UL 94 V-0 Carril DIN
		Montaje	
		Grado de protección	
		Panel frontal	IP50
		Conexiones	IP20
		Peso	Aprox. 400 g (embalaje incluido)

Especificaciones de Alimentación

Autoalimentación	Modelo AV9: sólo con las opciones "XX" y "O2": -20% +15%, 48-62Hz. Con las opciones "R2", "M1" y "IS": -15% +10%, 48-62Hz Modelo AV2: con las opciones "XX", "O2", "IS" y "DP": -15% +15%, 48-62Hz. Modelo AV5, opción PF (MID) -15, +10%, 50 Hz. En caso de sistema trifásico, conexión 4 hilos: 113 a 265V. En caso de sistema trifásico, conexión 3 hilos: 196 a 460V.	las entradas de tensión L1 y L2. Los instrumentos provistos de la opción "O2" que operen en un sistema trifásico con neutro también podrán funcionar si falta una o dos fases.
Nota	Los modelos AV9 que incorporan las opciones "IS" y "R2" funcionan sólo si todas las entradas de tensión están conectadas (las 3 fases y el neutro). Si se desea conectar solo 1 fase, deberán cortocircuitarse	
		Alimentación auxiliar
		Módulo AV5-AV6, opción X (sin MID): L: 24 a 48VCA/CC; D: 115VCA/230VCA (-/+ 15%) (48 a 62Hz)
		Consumo de potencia
		Modelos AV2-AV9 Modelos AV2-AV9 (sólo opciones IS y DP) Modelos AV5-AV6
		≤ 20VA/1W ≤ 12VA/2W ≤ 2VA/2W

EM24 DIN

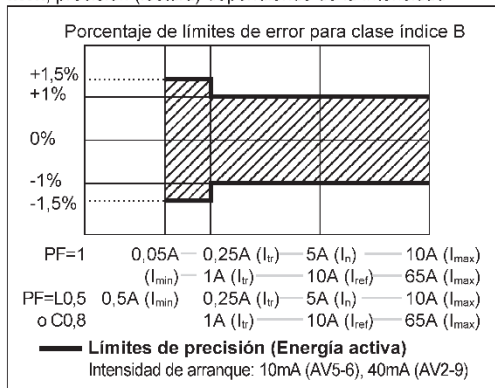


Notas sobre modo de operación (Sólo versión "Autoalimentación")

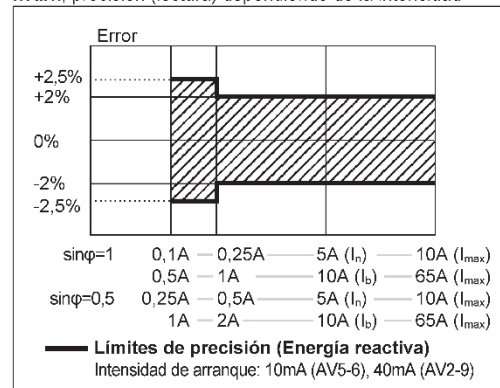
Salida	Modelo	Nota
Colector abierto	modelo "AV9" con la opción "O2"	El medidor funcionará aunque se interrumpan hasta 2 tensiones "fase-neutro" o si se interrumpe una tensión "fase-fase".
Salida de relé	modelo "AV9" con la opción "R2"	El neutro debe estar siempre disponible. El medidor funciona aunque se interrumpe la "fase 3" pero, las "fases 1 y 2" deben estar disponibles.
Puerto RS485	modelo "AV9" con las opciones "IS" y "M1"	
Puerto Dupline	modelo "AV2" con la opción "DP"	
Salida de relé	modelo "AV2" con la opción "R2"	El medidor funcionará aunque se interrumpan hasta 2 tensiones "fase-neutro" o si se interrumpe una tensión "fase-fase".
Puertos RS485 y M-bus	modelo "AV2" con las opciones "IS" y "M1"	

Precisión (Según las normas EN62053-21 y EN62053-23)

kWh, precisión (lectura) dependiendo de la intensidad



kvarh, precisión (lectura) dependiendo de la intensidad



EM24 DIN



Conformidad con MID (sólo opción PF)

Precisión	0,9 Vn ≤ V ≤ 1,1 Vn; 0,98 fn ≤ f ≤ 1,02 fn; fn: 50Hz; PF: 0,5 inductiva a 0,8 capacitiva.	Compatibil. electromagnética (EMC)	E2
Modelos AV2-AV9	Clase B. I st: 0,04A; I min: 0,5A; I tr: 1A; I ref: 10A. I max: 65A.	Compatibilidad mecánica	M2.
Modelos AV5-AV6	Clase B. I st: 0,01A; I min: 0,05A; I tr: 0,25A; I ref: 5A; I max: 10A	Grado de protección	Con el fin de alcanzar la protección contra polvo y agua requerida por las normas armonizadas según MID, el medidor debe instalarse sólo en armarios con protección IP51 o superior.
Temperatura de trabajo	-25 a +55°C (-13°F a 131°F) (H.R. de 0 a 90% sin condensación a 40°C)		

Fórmulas de cálculo utilizadas

VARIABLES MONOFÁSICAS

Tensión eficaz instantánea

$$V_{IN} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (V_{IN})_i^2}$$

Potencia activa instantánea

$$W_1 = \frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (V_{IN})_i \cdot (A_1)_i$$

Factor de potencia instantánea

$$PF = \frac{W_1}{VA_1}$$

Intensidad eficaz instantánea

$$A_1 = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n (A_1)_i^2}$$

Potencia aparente instantánea

$$VA_1 = V_{IN} \cdot A_1$$

Potencia reactiva instantánea

$$var_1 = \sqrt{(VA_1)^2 - (W_1)^2}$$

VARIABLES DEL SISTEMA

Tensión trifásica equivalente

$$V_2 = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3} \cdot \sqrt{3}$$

Asimetría de tensión

$$ASY_{LL} = \frac{(V_{LLmax} - V_{LLmin})}{V_{LL} \Sigma}$$

$$ASY_{LN} = \frac{(V_{LNmax} - V_{LNmin})}{V_{LN} \Sigma}$$

Intensidad trifásica equivalente

$$var_2 = (var_1 + var_2 + var_3)$$

Potencia activa trifásica

$$W_2 = W_1 + W_2 + W_3$$

Potencia aparente trifásica

$$VA_2 = \sqrt{W_2^2 + var_2^2}$$

Factor de potencia trifásica (TPF)

$$PF = \frac{W_2}{VA_2}$$

Medida de energía

$$k \text{ var hi} = \int_{t_1}^{t_2} Q_i(t) dt \cong \Delta t \sum_{n_1}^{n_2} Q_{nj}$$

$$k \text{ Whi} = \int_{t_1}^{t_2} P_i(t) dt \cong \Delta t \sum_{n_1}^{n_2} P_{nj}$$

Donde:

i = fase considerada (L1, L2 o L3)

P = potencia activa;

Q = potencia reactiva;

t₁, t₂ = horas de inicio y fin del registro del consumo;

n = unidad de tiempo;

t = intervalo de tiempo entre dos consumos sucesivos de potencia;

n₁, n₂ = tiempos discretos de inicio y fin del registro de consumo

EM24 DIN



Lista de variables que pueden ser conectadas para:

- Puerto de comunicación RS485
- Salidas de alarma (excluidas variable "máx", "energías" y "contador horario")
- Salidas digital (kWh generada y consumida, kvarh generada)
- Bus Dupline

Nº	Variable	Sistema monof.	Sistema bifásico	Sist. trifásico 4 hilos, equilíb.	Sist. trifásico 4 hilos, deseq.	Sist. trifásico 3 hilos, equilíb.	Sist. trifásico 3 hilos, deseq.	Notas
1	V L-N sys	o	x	x	x	x	#	sys=sistema
2	V L1	x	x	x	x	x	#	
3	V L2	o	x	x	x	x	#	
4	V L3	o	o	x	x	x	#	
5	V L-L sys	o	x	x	x	x	x	sys=sistema
6	V L1-2	#	x	x	x	x	x	
7	V L2-3	#	o	x	x	x	x	
8	V L3-1	#	o	x	x	x	x	
9	A dmd máx	o	x	x	x	x	x	Intens. "dmd" (media) más alta entre las fases (1)
(2)								
10	A L1	x	x	x	x	x	x	
11	A L2	o	x	x	x	x	x	
12	A L3	o	o	x	x	x	x	
13	VA sys	x	x	x	x	x	x	sys=sistema
14	VA sys dmd	x	x	x	x	x	x	sys=sistema (1)
15	VA L1	x	x	x	x	x	#	
16	VA L2	o	x	x	x	x	#	
17	VA L3	o	o	x	x	x	#	
18	var sys	x	x	x	x	x	#	sys=sistema
19	var L1	x	x	x	x	x	#	
20	var L2	o	x	x	x	x	#	
21	var L3	o	o	x	x	x	#	
22	W sys	x	x	x	x	x	x	sys=sistema
23	W sys dmd	x	x	x	x	x	x	sys=sistema (1)
24	W L1	x	x	x	x	x	#	
25	W L2	o	x	x	x	x	#	
26	W L3	o	o	x	x	x	#	
27	PF sys	x	x	x	x	x	x	
28	PF L1	x	x	x	x	x	#	
29	PF L2	o	x	x	x	x	#	
30	PF L3	o	o	x	x	x	#	
31	Hz	x	x	x	x	x	x	
32	Sec. fase	o	x	x	x	x	x	
33	Horas	x	x	x	x	x	x	
34	kWh (+)	x	x	x	x	x	x	Total o por usuario
35	kvarh (+)	x	x	x	x	x	#	Total o por usuario
36	kWh (+)	x	x	x	x	x	x	Parcial o por tarifa
37	kvarh (+)	x	x	x	x	x	#	Parcial o por tarifa
38	kWh (-)	x	x	x	x	x	x	Total
39	kvarh (-)	x	x	x	x	x	#	Total
40	m³ Gas	x	x	x	x	x	x	Total (3)
41	m³ Agua fría	x	x	x	x	x	x	Total (3)
42	m³ Agua cal.	x	x	x	x	x	x	Total (3)
43	kWh Agua	x	x	x	x	x	x	Total (3)
44	kWh sal.	x	x	x	x	x	x	Total (3)

(x) = Disponible

(o) = No disponible (aparece la indicación cero en el display)

#) = No disponible (la paginación relevante no se visualiza)

(1) = Valor máx. de los datos almacenados

(2) = No disponible con la opción "DP"

(3) = No disponible mediante comunicación M-bus

EM24 DIN



Páginas Display

Sel. pos.	Nº	1ª variable (1ª línea)	2ª variable (2ª línea)	3ª variable (3ª línea)	Nota	Aplicaciones								
						A	B	C	D	E	F	G	H	
	1	Secuencia fase	VLN sys	Hz		7	7	7		7	7	7	7	
	2	Secuencia fase	VLL sys	Hz							x	x	x	
	3	Total kWh (+)	W sys dmd	W sys dmd max		x	x	x		x	x	x	x	
	4	kWh (+)	A dmd max	"Part" (texto)	"PArT" = kWh parciales (+)						x	x	x	
	5	Total kvarh (+)	VA sys dmd	VA sys dmd max			7				7	7	7	
	6	kvarh (+)	VA sys	"Part" (texto)	"PArT" = kvarh parciales (+)						7	7	7	
	7	Totalizador 1 (2)	W sys (8)	(texto) (3)	(1)			x			x	x	x	
	8	Totalizador 2 (2)	W sys (8)	(texto) (3)	(1)			x			x	x	x	
	9	Totalizador 3 (2)	W sys (8)	(texto) (3)	(1)			x			x	x	x	
	10	kWh (+)	t1 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			x			x	x	x	
	11	kWh (+)	t2 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			x			x	x	x	
	12	kWh (+)	t3 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			5			5	5	5	
	13	kWh (+)	t4 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			5			5	5	5	
	14	kvarh (+)	t1 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			7			7	7	7	
	15	kvarh (+)	t2 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			7			7	7	7	
	16	kvarh (+)	t3 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			5,7			5,7	5,7	5,7	
	17	kvarh (+)	t4 tarifa (4)	W sys dmd	(1) entrada digital activada			5,7			5,7	5,7	5,7	
	18	kWh (+) X	W X	Usuario X	(1) función específica activada				x					
	19	kWh (+) Y	W Y	Usuario Y	(1) función específica activada				x					
	20	kWh (+) Z	W Z	Usuario Z	(1) función específica activada				x					
	21	Total kvarh (-)	VA sys dmd	VA sys dmd max							7		7	
	22	Total kWh (-)	W sys dmd	W sys dmd max						x	x		x	
	23	Horas	W sys	PF sys						x	x	x	x	
	24	Horas	var sys	PF sys						7	7	7	7	
	25	var L1	var L2	var L3								7	7	
	26	VA L1	VA L2	VA L3								7	7	
	27	PF L1	PF L2	PF L3								7	7	
	28	W L1	W L2	W L3						7		7	7	
	29	A L1	A L2	A L3				x		x		x	x	x
	30	V L1-2	V L2-3	V L3-1				6				6	6	
	31	V L1	V L2	V L3				7		7	7	7	7	7
	32	Total kWh (+)	W sys											x
0		Posición del selector que puede estar vinculada con cualquiera de las combinaciones de variables arriba listadas (Nº 1 a 31)												
1		Posición del selector que puede estar vinculada con cualquiera de las combinaciones de variables arriba listadas (Nº 1 a 31)												
2		Posición del selector que puede estar vinculada con cualquiera de las combinaciones de variables arriba listadas (Nº 1 a 31)												
3		Posición del selector que puede estar vinculada con cualquiera de las combinaciones de variables arriba listadas (Nº 1 a 31). En esta posición, el parpadeo del LED será proporcional a la energía reactiva (kvarh) medida												

(1) La página estará disponible según la medida activada. (2) m³ Gas, m³ Agua, lectura remota de kWh de calefacción, contador kWh externo. No disponible en versión M-bus. (3) Caliente y fría (agua), GAS. Medidor de energía externo (ENE). No disponible en versión M-bus. (4) La tarifa activa se visualiza con una "A" antes de los símbolos "t1-t2-t3-t4". No disponible en versión M-bus. (5) Páginas no disponibles en el caso del sistema Dupline. (6) Páginas no disponibles en el caso de sistema monofásico (selección 1P). (7) Páginas no disponibles en el caso de sistema trifásico desequilibrado (selección 3P). (8) En caso de contador kWh externo, el texto "Wsys" se sustituye por "out" (salida).

Nota: En caso de alarma, parpadea todo el display. Deja de parpadear cuando se usa el selector o el joystick. El display vuelve a parpadear transcurridos 60s desde el último comando utilizado. Hay un tiempo muerto de 60s que pasa de la página en curso a la página por defecto (seleccionable de acuerdo a la tabla de arriba)

EM24 DIN



Información adicional disponible en el display

Modelo	1ª línea	2ª línea	3ª línea
Información medidor	Revisión firmware	Año (text)	Año de fabricación
Información medidor	Pulso (texto)	LEd (text)	Número de kWh por pulso
Información medidor	Sistema (1-2-3-fases)	Conexión (2-3-4 hilos)	dmd (tiempo)
Información medidor (AV5-6)	Relación CT (texto)	1.0 ... 60.0k	
Información medidor (AV5-6)	Relación UT (texto)	1.0 ... 6.0k	
En caso de puerto de comunicación (Modbus o M-bus)	SeriAL (texto)	Dirección	Estado RS485 (Rx-Tx)
En caso de puerto de comunicación (Modbus o M-bus)	Dirección del secundario (para protocolo M-bus)		Sn
En caso de puerto Dupline	Dupline (texto) o EM24 (texto)	OK ... err	
En caso de salida de alarma 1	AL1 oFF/on (texto) Estado de alarma	Valor del punto de consigna	Tipo de alarma
En caso de salida de alarma 2	AL2 oFF/on (texto) Estado de alarma	Valor del punto de consigna	Tipo de alarma
En caso de salida de pulsos 1	PULSE 1 (texto) (vincular a kWh/kvarh)	Valor de salida de pulsos (kWh-Kvarh / pulsos)	
En caso de salida de pulsos 2	PULSE 2 (texto) (vincular a kWh/kvarh)	Valor de salida de pulsos (kWh-Kvarh / pulsos)	

Lista de aplicaciones seleccionables

	Descripción	Notas
A	Aplicaciones domésticas básicas	** Principalmente contadores de energía
B	Centros comerciales	** Principalmente contadores de energía
C	Aplicaciones domésticas avanzadas	** Principalmente contadores de energía (totales y basados en las tarifas), contadores de gas y agua
D	Múltiples aplicaciones domésticas (incl. campings y puertos)	* / ** Principalmente contadores de energía (3 por cada fase)
E	Energía solar	* Contadores de energía con funciones básicas de analizador de redes
F	Aplicaciones industriales	* Principalmente, contadores de energía
G	Aplicaciones industriales avanzadas	** Contadores y analizadores de calidad de la Red
H	Aplicaciones industriales avanzadas para la cogeneración	* Completos contadores y analizadores de Red
I	Medición de sistemas básicos	** Principalmente: medición de energía

Nota: * No está disponible con la opción PF A. ** No está disponible con la opción PF B

Aislamiento entre entradas y salidas

	Entr. de medida	Salidas de relé	Salidas de colector abierto	Entradas de puerto com. y digitales	Autoalimentación	Alimentación auxiliar
Entr. de medida	-	4kV	4kV	4kV	0kV	4kV
Salidas de relé	4kV	-	-	-	4kV	4kV
Salidas de colector abierto	4kV	-	-	-	4kV	4kV
Entradas de puerto de com. y digitales	4kV	-	-	-	4kV	4kV
Dupline	4kV				4kV	4kV
Autoalimentación	0kV	4kV	4kV	4kV	-	-
Alimentación aux.	4kV	4kV	4kV	4kV	-	-

NOTA: Todos los modelos con alimentación auxiliar deberán estar conectados, obligatoriamente, a transformadores de intensidad externos, ya que el aislamiento entre las entradas de intensidad sólo es funcional (100VCA).

EM24 DIN

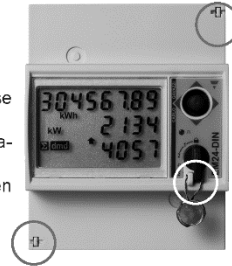


Kit de accesorios para impedir cualquier manipulación



El kit para impedir la manipulación del instrumento (dos cubiertas de protección atornilladas) puede conseguirse con la opción "PF".

- El instrumento (opción PF) puede precintarse en un punto:
- El selector frontal (para bloquear la programación del instrumento);
- Después la instalación puede precintarse en otros dos puntos:
- La cubierta superior;
 - La cubierta inferior.



Variables disponibles de M-bus y formato de trama (opción M1)

• Según el sistema seleccionado, las variables disponibles (vease tabla anterior) se transmiten vía M-bus en función de las siguientes tramas.

Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
1	1	kWh (+) TOT	INT32	1	8	VAsys	INT32
1	2	kvarh (+) TOT	INT32	1	9	PFsys	INT16
1	3	kWh (+) L1	INT32	1	10	VLLsys	INT32
1	4	kWh (+) L2	INT32	1	11	VLNsys	INT32
1	5	kWh (+) L3	INT32	1	12	AL1	INT32
1	6	W sys	INT32	1	13	AL2	INT32
1	7	var sys	INT32	1	14	AL3	INT32
Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
2	1	VL1	INT32	2	8	VAL2	INT32
2	2	VL2	INT32	2	9	VAL3	INT32
2	3	VL3	INT32	2	10	PFL1	INT16
2	4	varL1	INT32	2	11	PFL2	INT16
2	5	varL2	INT32	2	12	PFL3	INT16
2	6	varL3	INT32	2	13		
2	7	VAL1	INT32	2	14		
Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
3	1	V12	INT32	3	8	kvarh (+) PAR	INT32
3	2	V23	INT32	3	9	kWh (-) TOT	INT32
3	3	V31	INT32	3	10	kvarh (-) TOT	INT32
3	4	VL1-N	INT32	3	11	Cuentahoras	INT32
3	5	VL2-N	INT32	3	12	Hz	INT16
3	6	VL3-N	INT32	3	13		
3	7	kWh (+) PAR	INT32	3	14		
Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
4	1	DMD W sys	INT32	4	8		
4	2	DMD W sys max	INT32	4	9		
4	3	DMD VA sys	INT32	4	10		
4	4	DMD VA sys max	INT32	4	11		
4	5	DMD A max	INT32	4	12		
4	6			4	13		
4	7			4	14		

EM24 DIN



Variables disponibles de M-bus y formato de trama (opción M2)

• Según el sistema seleccionado, las variables disponibles (vease tabla anterior) se transmiten vía M-bus en función de las siguientes tramas.

Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
1	1	KWh (+) TOT	INT32	1	7	V L-L sys	INT32
1	2	Kvarh (+) TOT	INT32	1	8	V L-N sys	INT32
1	3	W sys	INT32	1	9	A L1	INT32
1	4	VAR sys	INT32	1	10	A L2	INT32
1	5	VA sys	INT32	1	11	A L3	INT32
1	6	PF sys	INT16				
Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
2	1	WL1	INT32	2	7	VA L1	INT32
2	2	WL2	INT32	2	8	VA L2	INT32
2	3	WL3	INT32	2	9	VA L3	INT32
2	4	VAR L1	INT32	2	10	PF L1	INT16
2	5	VAR L2	INT32	2	11	PF L2	INT16
2	6	VAR L3	INT32	2	12	PF L3	INT16
Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
3	1	V L1-L2	INT32	3	7	KWh (+) PAR	INT32
3	2	V L2-L3	INT32	3	8	Kvarh (+) PAR	INT32
3	3	V L3-L1	INT32	3	9	KWh (-) TOT	INT32
3	4	V L1-N	INT32	3	10	Kvarh (-) TOT	INT32
3	5	V L2-N	INT32	3	11	Hz	INT16
3	6	V L3-N	INT32				
Trama	Número	Variable	Formato de datos	Trama	Número	Variable	Formato de datos
4	1	KWh (+) L1	INT32	4	6	DMD VA sys	INT32
4	2	KWh (+) L2	INT32	4	7	DMD VA sys max	INT32
4	3	KWh (+) L3	INT32	4	8	DMD A max	INT32
4	4	DMD W sys	INT32	4	9	Hour	INT32
4	5	DMD W sys max	INT32				

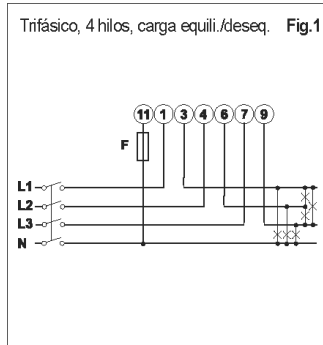
EM24 DIN



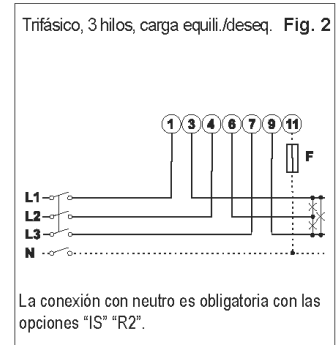
Diagramas de Conexión



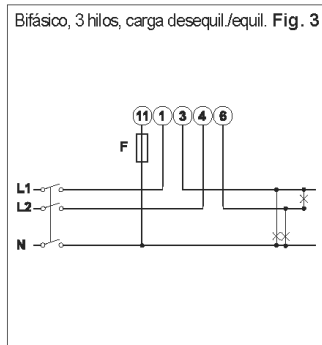
(65A) Selección del tipo de sistema:
Trifásico + neutro (3 Pn)



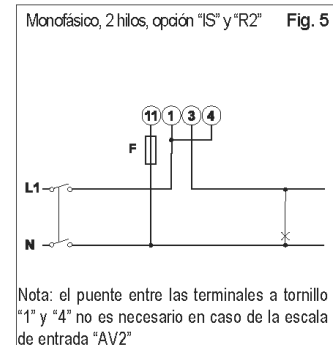
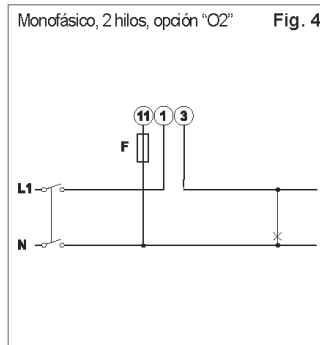
(65A) Selección del tipo de sistema:
Trifásico (3 P)



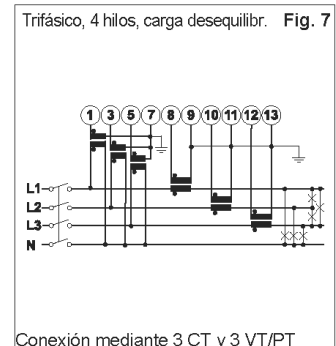
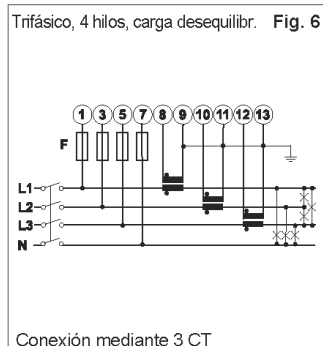
(65A) Selección del tipo de sistema: Bifásico



(65A) Selección del tipo de sistema:
Monofásico (1P)



(10A) Selección del tipo de sistema:
Trifásico + neutro (3Pn)

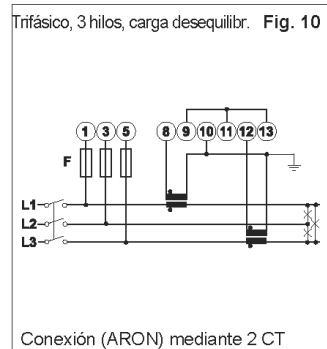
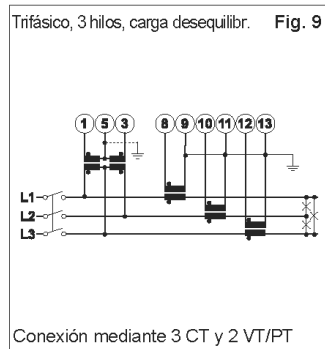
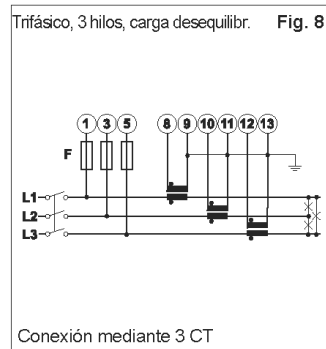


EM24 DIN

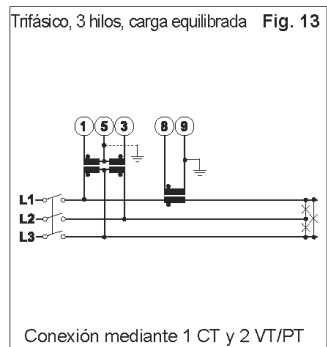
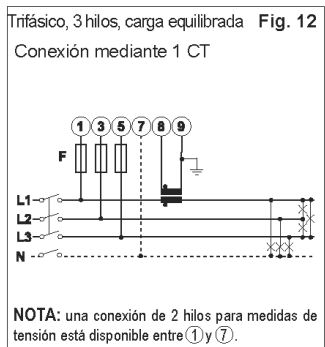
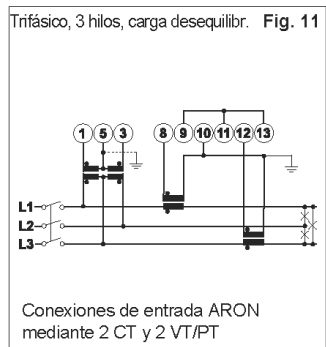


Diagramas de Conexión

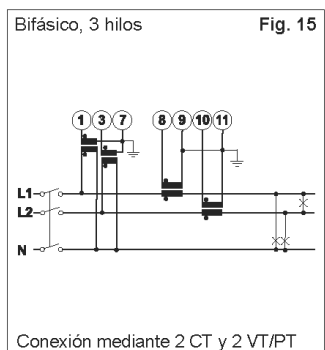
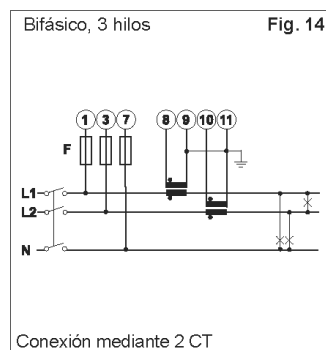
(10A) Selección del tipo de sistema: Trifásico (3P)



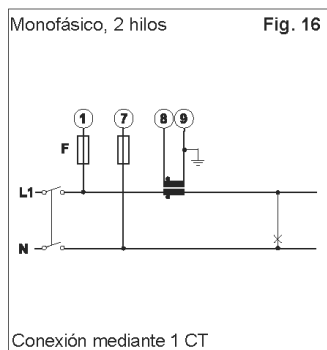
Selección del tipo de sistema: 3P.1



(10A) Selección del tipo de sistema: Bifásico (2P)



(10A) Selección del tipo de sistema: Monof.

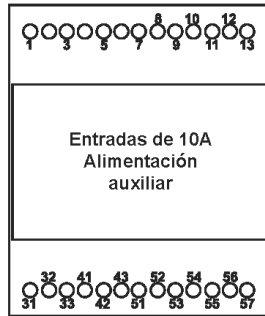
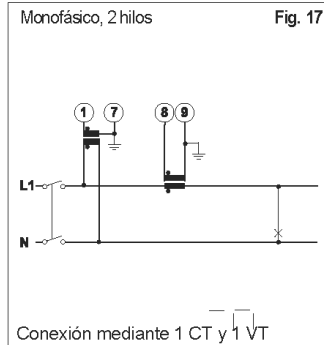


EM24 DIN

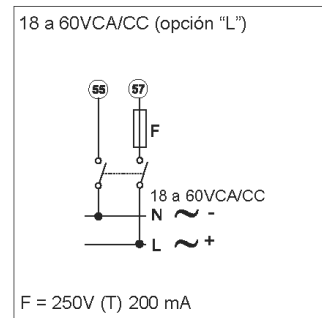
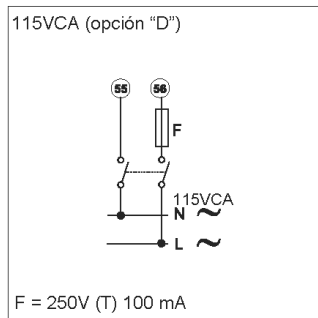
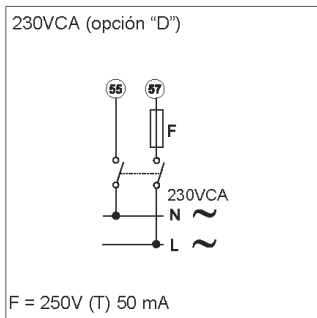


Diagramas de Conexión

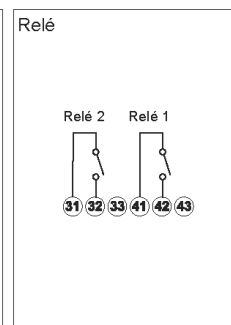
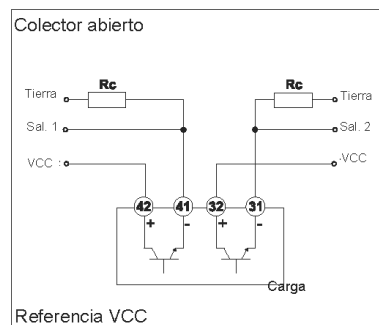
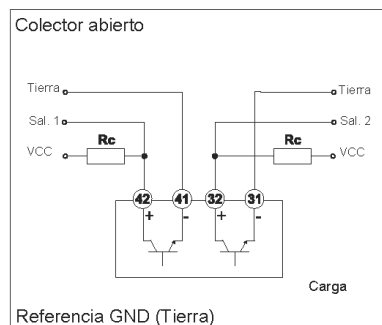
(10A) Selección del tipo de sistema: Monofásico (1P)



Diagramas de conexión de la alimentación (alimentación auxiliar)



Diagramas de conexión de las salidas de colector abierto y de relé



La resistencia de carga (RC) deberá limitar la corriente de cortocircuito a menos de 100mA; la tensión VCC deberá ser inferior o igual a 30VCC.

EM24 DIN



Diagramas de conexión de las entradas digitales, del puerto RS485 y Dupline

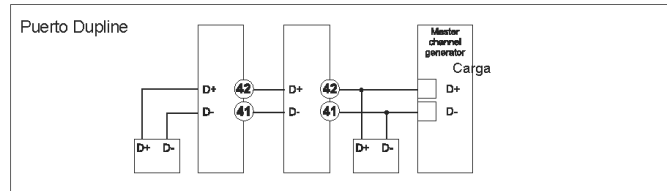
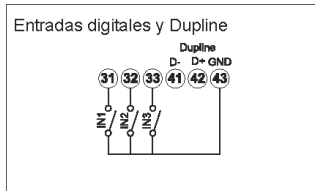
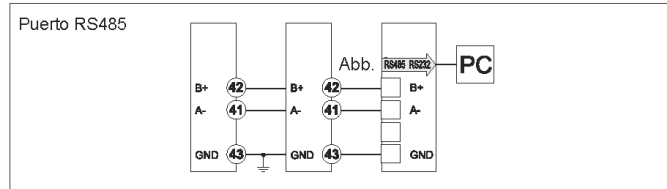
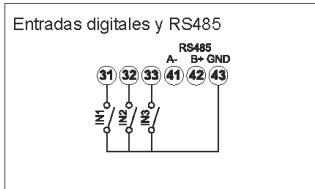
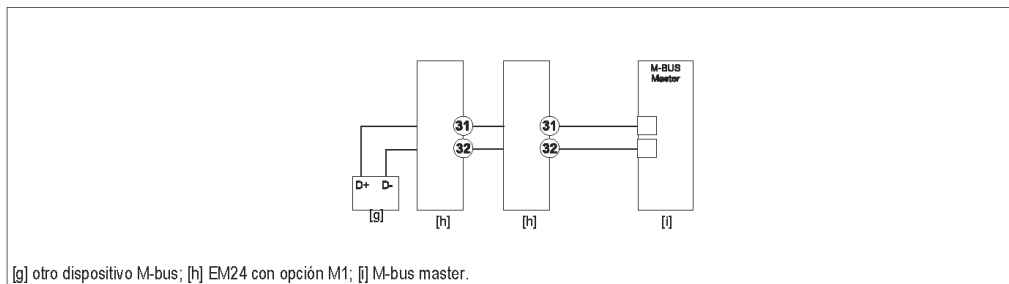


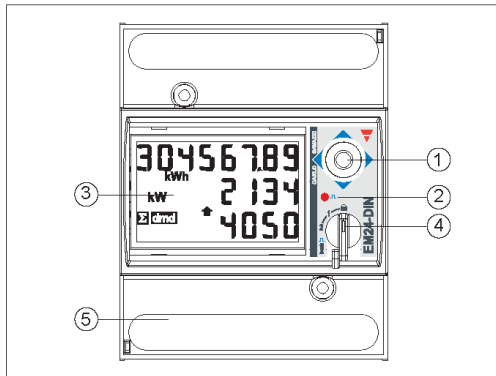
Diagrama de conexión de M-bus



EM24 DIN

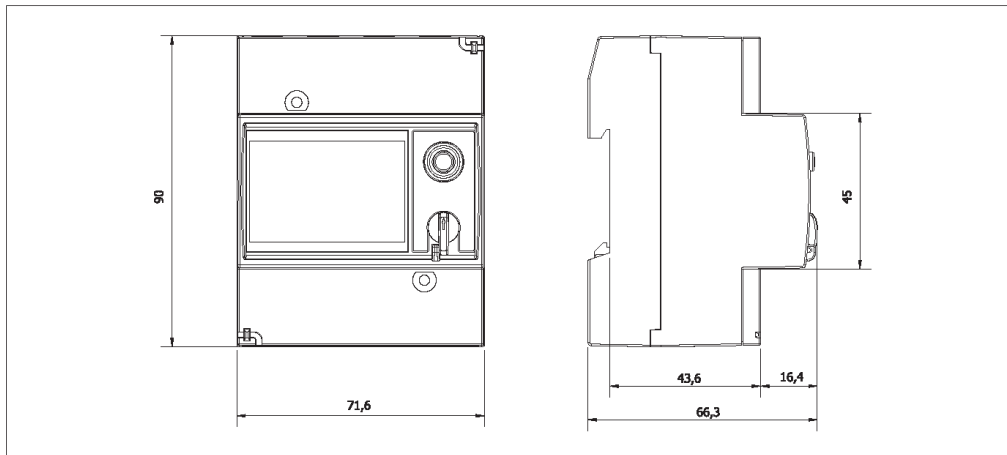


Descripción del Panel Frontal



1. **Joystick**
Para programar los parámetros de configuración y visualizar las páginas de las variables medidas en el display.
2. **LED**
El parpadeo del LED rojo es proporcional a la energía medida.
3. **Display**
Tipo LCD con indicaciones alfanuméricas para:
- visualizar los parámetros de configuración;
- visualizar todas las variables medidas.
4. **Selector**
Para seleccionar las páginas de visualización deseadas y para bloquear la programación.
5. **Conexiones**
Bloques de terminales a tornillo para las conexiones del instrumento.

Dimensiones



6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Axitec, “Hoja técnica de datos: AC-270P/156-60S.” [Online]. Disponible en: https://www.axitecsolar.com/data/solarpanels_documents/DB_60zlg_poly_power_MiA_EN.pdf. [Último acceso: Jun-2018].
- [2] Solarbloc, “Hoja técnica de datos: SOLARBLOC.” [Online]. Disponible en: <http://solarbloc.es/wp-content/uploads/2016/04/SISTEMA-DE-MONTAJE-SOLARBLOC®-NUEVOS-GRADOS..pdf>. [Último acceso: Jun-2018].
- [3] SMA, “Hoja técnica de datos: SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL.” [Online]. Disponible en: <http://files.sma.de/dl/15330/SB30-50TL-21-BE-es-11.pdf>. [Último acceso: Jun-2018].
- [4] C. Gavazzi, “Hoja técnica de datos: Modelo EOS-Array (gestión y control de aplicaciones fotovoltaicas).” [Online]. Disponible en: https://www.enertronic.es/wp-content/uploads/2016/04/ENERTRONIC_CARLO_GAVAZZI_UNIDAD_ENTRADA_SALIDA_VMU-O.pdf. [Último acceso: Jun-2018].
- [5] C. Gavazzi, “Hoja técnica de datos: Analizador de redes trifásico compacto Modelo EM24 DIN.” [Online]. Disponible en: http://www.farnell.com/datasheets/1500018.pdf?_ga=2.212391572.1831190930.1535732485-1861792374.1535732485. [Último acceso: Jun-2018].

ANEXO IV

**PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED**

Índice de contenidos

1. INTRODUCCIÓN	3
2. ÍNDICES DE PRODUCCIÓN	3
2.1. Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A	4
2.2. Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f	4
2.3. Índice de producción de referencia. Y_R	4
3. ÍNDICES DE PÉRDIDAS	5
3.1. Índice de pérdidas de captura del generador. L_c	5
3.2. Índice de pérdidas del resto del sistema. L_{BOS}	5
3.3. Relación de comportamiento. PR	6
4. EFICIENCIA O RENDIMIENTO DEL SISTEMA	6
4.1. Eficiencia del generador (DC). η_A	6
4.2. Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}	7
4.3. Eficiencia Total del Sistema. η_f	7
5. REFERENCIAS	7

Índice de figuras

Figura 1: Clasificación de los índices de evaluación de un SFCR	3
---	---

Índice de ecuaciones

Ec. 1: Índice Y_A	4
Ec. 2: Índice Y_f	4
Ec. 3: Índice Y_R	5
Ec. 4: Índice L_C	5
Ec. 5: Índice L_{BOS}	5
Ec. 6: Performance Ratio	6
Ec. 7: Índice η_s	6
Ec. 8: Índice η_{BOS}	7
Ec. 9: Índice η_A	7

1. INTRODUCCIÓN

La evaluación del comportamiento de un sistema fotovoltaico, y su comparación con otras instalaciones iguales o diferentes en lo que a ubicación, parámetros eléctricos o dimensión se refiere, es posible por medio de los **índices de comportamiento o índices de evaluación**. Estos parámetros pueden según la norma **UNE-EN 61724-1:2017** [1] clasificarse en tres grupos, tal como se recoge en la **Figura 1**.

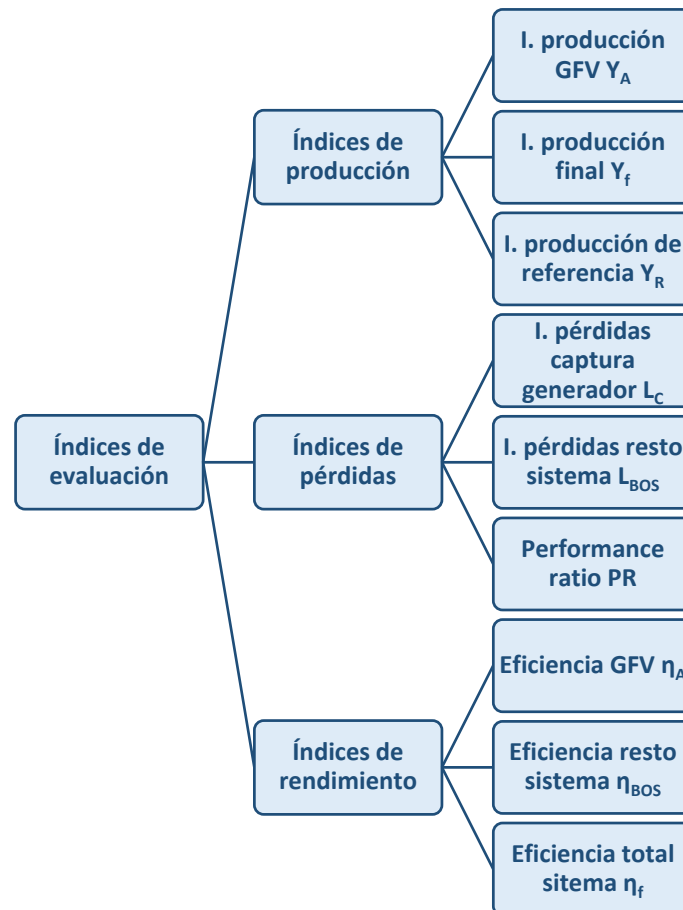


Figura 1: Clasificación de los índices de evaluación de un SFCR

En este documento se pretende exponer todos los índices de evaluación que aparecen recogidos en la norma **UNE-EN 61724-1:2017**, dando un significado y explicando las ecuaciones que definen a cada índice.

Los índices de evaluación se calculan para un período de tiempo τ , en este documento τ tendrá el valor de un día, así que, todas las ecuaciones y valores estarán referenciados a la duración completa de un día.

2. ÍNDICES DE PRODUCCIÓN

Estos coeficientes dan una relación entre las cantidades de energía que produce el sistema (normalmente en un día) y la potencia nominal instalada, tal como se recoge en la norma **UNE-EN 61724-1:2017**. Estos índices tienen unidades temporales, y nos indica durante cuánto tiempo un

sistema o partes del sistema, deberían trabajar a su potencia nominal para suministrar una cantidad de energía como la que se ha monitorizado.

2.1. Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A

Es el cociente entre la energía diaria generada por el generador fotovoltaico (DC) y la potencia instalada de generador. Da como resultado, la cantidad de tiempo (normalmente horas) que necesita operar a la máxima potencia el generador instalado para ceder al sistema la misma cantidad de energía que cuando se tomaron los datos.

$$Y_A = \frac{E_{A,dia}}{P_0} \quad \text{Ec. 1}$$

Siendo:

Y_A : es el índice de producción del generador fotovoltaico. Tiene unidad temporal, típicamente horas. [h/día]

$E_{A,dia}$: es la energía generada por el GFV (DC) en un día. [kW·h/día]

P_0 : es la potencia nominal del generador fotovoltaico en condiciones estándares de medida. [kW]

2.2. Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f

Al igual que el índice Y_A , representa el número de horas que necesita el sistema fotovoltaico, operando a la potencia nominal, para cubrir la misma cantidad de energía diaria que cuando se tomaron las medidas. A diferencia del Y_A , se refiere a la energía a la salida de todo el sistema (AC), es decir, se incluyen las pérdidas de inversor, cableado, etc.

$$Y_f = \frac{E_{out,dia}}{P_0} = Y_A \cdot \eta_{LOAD} \quad \text{Ec. 2}$$

Siendo:

Y_f : es el índice de producción final del sistema fotovoltaico. [h/día]

$E_{out,dia}$: energía producida a la salida del conjunto del sistema fotovoltaico - inversor (AC). [kW·h/día]

P_0 : potencia nominal del generador fotovoltaico en condiciones estándares de medida. [kW]

2.3. Índice de producción de referencia. Y_R

Es un índice que proporciona el número de horas de sol pico (en c.e.m. 1000 W/m²) necesarias para que el sistema se comporte de la misma manera, es decir, genere idéntica energía que cuando fue monitorizado. En definitiva, es el cociente de la irradiación diaria incidente en el plano del generador (kW·h/d·m²), y la irradiancia en condiciones estándares de medida.

$$Y_r = \frac{H_{i,día}}{G_{i,ref}} \quad \text{Ec. 3}$$

Siendo:

Y_r : es el índice de producción final de referencia. [h/día]

$H_{i,día}$: irradiación diaria incidente en el plano del generador fotovoltaico. [kW·h/d·m²]

$G_{i,ref}$: irradiancia para la que ha sido calculada la potencia nominal de la instalación, normalmente en c.e.m. son 1000 W/m².

3. ÍNDICES DE PÉRDIDAS

Se calculan operando con los índices de producción, al igual que los anteriores, también tienen unidades temporales. Según la norma **UNE-EN 61724-1:2017** los índices de pérdidas cuantifican el tiempo durante el cual, el GFV debe trabajar a su potencia nominal para cubrir las pérdidas del sistema, es decir, durante dicho período de tiempo se estará produciendo energía que no será aprovechable para el consumo.

3.1. Índice de pérdidas de captura del generador. L_c

Cuantifica las pérdidas debido a las ineficiencias del generador fotovoltaico, como, sombras, suciedad, temperaturas elevadas, etc.

$$L_c = Y_r - Y_A \quad \text{Ec. 4}$$

Siendo:

L_c : es el índice de pérdidas de captura del generador fotovoltaico. [h/día]

Y_r : es el índice de producción final de referencia. [h/día]

Y_A : es el índice de producción del generador fotovoltaico. [h/día]

3.2. Índice de pérdidas del resto del sistema. L_{BOS}

Representa las pérdidas del resto de la instalación fotovoltaica, es decir, cuantifica las ineficiencias de la conversión DC-AC, del cableado, etc.

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f = Y_A - (1 - \eta_{BOS}) \quad \text{Ec. 5}$$

Siendo:

L_{BOS} : es el índice de pérdidas del resto del sistema. [h/día]

Y_A : es el índice de producción del generador fotovoltaico. [h/día]

Y_f : es el índice de producción final del sistema fotovoltaico. [h/día]

3.3. Relación de comportamiento. PR

La Relación de comportamiento o *Performance Ratio (PR)* en inglés, cuantifica las pérdidas globales de toda la instalación sobre la potencia nominal del generador instalado. En definitiva, servirá para poder relacionar la energía teórica que es capaz de producir el generador, con lo que en realidad genera. Estas pérdidas son debidas, entre otros motivos, a: el aumento de la temperatura de célula por encima de los 25 °C (c.e.m.), las sombras, la suciedad, los fallos, las ineficiencias del inversor, el cableado (efecto Joule), etc.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out,día}/P_0}{H_{i,día}/G_{i,ref}} \quad \text{Ec. 6}$$

Siendo:

Y_f : es el índice de producción final del sistema fotovoltaico. [h/día]

Y_r : es el índice de producción final de referencia. [h/día]

$E_{out,día}$: energía producida durante un día a la salida del conjunto del sistema fotovoltaico – inversor (AC). [kW·h/día]

P_0 : la potencia nominal del generador fotovoltaico en condiciones estándares de medida. [kW]

$H_{i,día}$: irradiación diaria incidente en el plano del generador fotovoltaico. [kW·h/d·m²]

$G_{i,ref}$: irradiancia para la que ha sido calculada la potencia nominal del GFV, normalmente en c.e.m. son 1000 W/m².

4. EFICIENCIA O RENDIMIENTO DEL SISTEMA

Como se expone en la norma **UNE-EN 61724-1:2017**, estos índices sirven para poder valorar la calidad de una instalación, de las partes que intervienen en ella, en resumen, cuantificar el alejamiento de las partes de un sistema fotovoltaico de la idealidad.

4.1. Eficiencia del generador (DC). η_A

Es el rendimiento del generador fotovoltaico, se relaciona la energía producida (DC) con la irradiación total recibida en el mismo período de tiempo.

$$\eta_s = \frac{E_{A, día}}{H_{i,día} \cdot A_a} \quad \text{Ec. 7}$$

Siendo:

A_a : área total del generador fotovoltaico; suma de las áreas de cada módulo que lo forman. [m²]

$H_{i,día}$: irradiación diaria incidente en el plano del generador fotovoltaico. [kW·h/d·m²]

$E_{A,día}$: es la energía generada por el GFV en un día (DC). [kW·h/día]

4.2. Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}

Cuantifica el rendimiento de la instalación fotovoltaica, que no es generador fotovoltaico. Relaciona la energía continua producida con la alterna generada, sobre todo, este coeficiente estará ligado al rendimiento del inversor y pérdidas de cableado.

$$\eta_{BOS} = \frac{E_{out}}{E_A} \quad \text{Ec. 8}$$

Siendo:

$E_{out,día}$: energía producida a la salida del conjunto del sistema fotovoltaico - inversor (AC). [kW·h/día]

$E_{A,día}$: es la energía generada por el GFV en un día (DC). [kW·h/día]

4.3. Eficiencia Total del Sistema. η_f

Cuantifica la eficiencia de toda la instalación fotovoltaica, relacionando la energía alterna producida a la salida del inversor y la energía o irradiación recibida por el generador, durante el mismo período de tiempo.

$$\eta_A = \frac{E_{out,día}}{H_{i,día} \cdot A_a} \quad \text{Ec. 9}$$

Siendo:

$E_{out,día}$: energía producida a la salida del conjunto del sistema fotovoltaico – inversor (AC). [kW·h/día]

$H_{i,día}$: irradiación diaria incidente en el plano del generador fotovoltaico. [kW·h/d·m²]

A_a : área total del generador fotovoltaico; suma de las áreas de cada módulo que lo forman. [m²]

5. REFERENCIAS

- [1] A. E. de N. y C. (AENOR), "Norma UNE-EN 61724-1:2017. Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización," 2018.

ANEXO V
PRÁCTICAS

Índice de contenidos

1.	PRÁCTICA 1: ANÁLISIS DEL SFCR. ESTUDIO DE LA ENERGÍA.	4
1.1.	Introducción	4
1.2.	Ejercicio 1: Parámetros característicos de módulo y generador	4
1.3.	Actividad 2: Análisis del SFCR	5
1.4.	Actividad 3: Análisis de la Energía	6
1.5.	Datasheet del módulo AC-270P/156-60S	7
2.	PRÁCTICA 2: EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SFCR A PARTIR DE LOS ÍNDICES DE EVALUACIÓN	8
2.1.	Introducción	8
2.2.	Actividad 1: Cálculo de los índices de la SFCR	8
2.3.	Actividad 2: Actividad adicional	10
3.	RESOLUCIÓN PRÁCTICA 1: ANÁLISIS DEL SFCR. ESTUDIO DE LA ENERGÍA	11
3.1.	Introducción	11
3.2.	Ejercicio 1: Parámetros característicos de módulo y generador	12
3.3.	Actividad 2: Análisis del SFCR	13
3.4.	Actividad 3: Análisis de la Energía	20
3.5.	Datasheet del módulo AC-270P/156-60S	24
4.	RESOLUCIÓN PRÁCTICA 2: EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SFCR A PARTIR DE LOS ÍNDICES DE EVALUACIÓN	25
4.1.	Introducción	25
4.2.	Actividad 1: Cálculo de los índices de la SFCR	26
4.3.	Actividad 2: Actividad adicional	30
5.	REFERENCIAS	32

Índice de tablas

Tabla 1.1: Características del módulo	4
Tabla 1.2: Características del generador	5
Tabla 1.3: Ejercicio efecto irradiancia	5
Tabla 1.4: Ejercicio efecto temperatura	6
Tabla 1.5: Ejercicio efecto T y G en la Pm.....	6
Tabla 1.6: Ejercicio energía teórica, real y estimada.....	7
Tabla 2.1: Cálculo de los índices de evaluación de un SFCR.....	10
Tabla 2.2: Resultados de la energía aplicando el PR	10
Tabla 3.1: Resolución P1. Características del módulo.....	12
Tabla 3.2: Resolución P1. Características del Generador	12
Tabla 3.3: Resolución P1. Ejercicio efecto irradiancia.....	15
Tabla 3.4: Resolución P1. Ejercicio efecto temperatura	19
Tabla 3.5: Resolución P1. Ejercicio efecto T y G en la Pm	20
Tabla 3.6: Resolución P1. Ejercicio energía teórica, real y estimada	23
Tabla 4.1: Resolución P2. Cálculo de los índices de evaluación de un SFCR	29
Tabla 4.2: Resolución práctica 2. Resultados de la energía aplicando el PR.....	30

Índice de figuras

Figura 1.1: Objetivos práctica 1.....	4
Figura 1.2: Recomendaciones práctica 1.....	4
Figura 1.3: Diagrama efecto irradiancia	5
Figura 1.4: Diagrama efecto de temperatura.....	6
Figura 1.5: Manual técnico del módulo fotovoltaico AC-270P/156-60S.....	7
Figura 2.1: Recomendaciones práctica 2.....	8
Figura 2.2: Objetivos práctica 2.....	8
Figura 3.1: Resolución P1. Recomendaciones práctica 1	11
Figura 3.2: Resolución P1. Objetivos práctica 1	11
Figura 3.3: Contenidos práctica 1.....	11
Figura 3.4: Resolución P1. Diagrama efecto irradiancia.....	13
Figura 3.5: Irradiancia para el día elegido: 17/07/2018.....	14
Figura 3.6: Intensidad GFV para el día elegido: 17/07/2018.....	14

Figura 3.7: Tensión GFV para el día elegido: 17/07/2018.....	14
Figura 3.8: Irradiancia para el día elegido: 17/07/2018.....	14
Figura 3.9: Resolución P1. Diagrama efecto de temperatura	15
Figura 3.10: Temp. módulo para el día elegido: 17/07/2018	16
Figura 3.11: Tensión GFV para el día elegido: 17/07/2018.....	16
Figura 3.12: Intensidad GFV para el día elegido: 17/07/2018	16
Figura 3.13: Temp. módulo para el día elegido: 17/07/2018	16
Figura 3.14: Datos para insertar en PVGIS	22
Figura 3.15: Resultados estimados con PVGIS	22
Figura 3.16: Manual técnico del módulo fotovoltaico AC-270P/156-60S.....	24
Figura 4.1: Resolución P2. Recomendaciones práctica 2	25
Figura 4.2: Resolución P2. Objetivos práctica 2	25
Figura 4.3: Contenidos práctica 2.....	25

1. PRÁCTICA 1: ANÁLISIS DEL SFCR. ESTUDIO DE LA ENERGÍA.

1.1. Introducción

Conocer el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, principalmente la energía que producirá a priori, es uno de los pasos iniciales más importantes, ayudará al dimensionado, y a saber si cumplirá con las expectativas.

Esta práctica se ha estructurado en dos partes, en la primera se valora cómo **afectan los parámetros meteorológicos** a un generador fotovoltaico. Y en la segunda, donde **se cuantifica la energía teórica, real y estimada** del sistema fotovoltaico para una fecha concreta, con la ayuda de PVGIS y de la aplicación diseñada para la monitorización del sistema fotovoltaico conectado a red: **Visualab UJA**. Para el correcto seguimiento de la práctica se deben tener en cuenta los objetivos (Figura 1.1) que se persiguen con la misma, así como, las recomendaciones previas para su realización (Figura 1.2).

Objetivos

- ✓ Analizar las hojas de características de la instalación.
- ✓ Estudiar la influencia de las magnitudes meteorológicas sobre el GFV.
- ✓ Analizar energéticamente el GFV: Energía teórica, real y estimada.

Figura 1.1: Objetivos práctica 1

Recomendaciones

- ✓ Conocer la topología de la instalación fotovoltaica y tener los manuales correspondientes.
- ✓ Software de procesamiento de datos, como Excel.
- ✓ Manejar la aplicación PVGIS
- ✓ Usar el software de monitorización, consultar manual de usuario, especialmente: Procedimiento Exportación de datos.

Figura 1.2: Recomendaciones práctica 1

A continuación, se presentan los ejercicios correspondientes para esta práctica.

1.2. Ejercicio 1: Parámetros característicos de módulo y generador

Consultar la hoja de características del módulo fotovoltaico y rellenar **Tabla 1.1** con las características del módulo (*incorporar las unidades de cada parámetro*).

Recuerde

El generador fotovoltaico lo forman 11 módulos en serie

Hoja de característica apartado 1.5

Parámetros eléctricos		Parámetros térmicos	
P nominal		Coef. temperatura I_{sc}	
V circuito abierto		Coef. temperatura V_{oc}	
I cortocircuito		Coef. temperatura P_m	
V punto máx. potencia		TONC	
I punto máx. potencia		Parámetros físicos	
Eficiencia		Dimensiones	
		Peso	

Tabla 1.1: Características del módulo

Ahora se debe rellenar la **Tabla 1.2** con las características más importantes del generador fotovoltaico.

Parámetros eléctricos		Parámetros de situación	
P nominal		Localización	
V en circuito abierto		Orientación	
I de cortocircuito		Inclinación	
V punto máx. potencia		Parámetros físicos	
I punto máx. potencia		Área total	

Tabla 1.2: Características del generador

Elegir un día para realizar las prácticas. (Comprobar que los datos están completos: **Apartado 4.3 del Anexo I “Manual de Usuario”.**)



Día elegido para realizar la actividad 2 y 3: / /

1.3. Actividad 2: Análisis del SFCR

Este ejercicio permitirá evaluar el comportamiento de la instalación fotovoltaica debido a cambios en los parámetros meteorológicos: temperatura e irradiancia. En ambos casos se aporta un diagrama (**Figura 1.3** y **Figura 1.4**) de cómo proceder a la hora de conocer el efecto de estas dos magnitudes. Además, se incluyen una serie de ejercicios, para completar en diferentes tablas (**Tabla 1.3**, **Tabla 1.4** y **Tabla 1.5**), con la ayuda de las expresiones matemáticas que se incluyen.

1.3.1. Efecto de la irradiancia

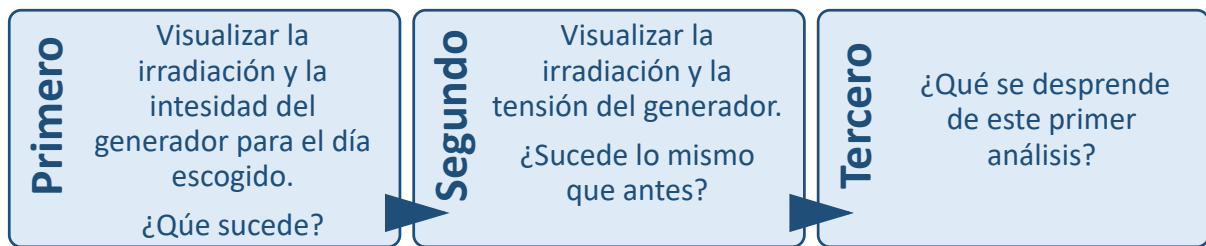


Figura 1.3: Diagrama efecto irradiancia

+ - **Variación de I_{sc} con G**
x =

$$I_{sc}(G) = \frac{I_{sc, cem}}{G_{cem}} \cdot G \quad (1)$$

Para el generador, con irradiancia de 800 W/m ² calcular:		
I_{sc}	Resultados	
Diferencia % respecto a la $I_{sc,cem}$		

Tabla 1.3: Ejercicio efecto irradiancia

1.3.2. Efecto de la temperatura

Ahora, se va estudiar el comportamiento de la temperatura en un generador fotovoltaico.

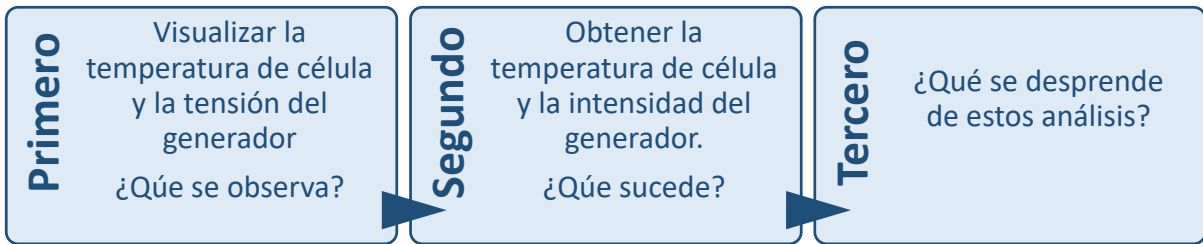


Figura 1.4: Diagrama efecto de temperatura

+ - Variación de V_{oc} con $T_{célula}$ $V_{oc} = V_{oc}(T_{cem}) + \beta(T_2 - T_{cem})$ (2)
x = Relación $T_{célula}$ con T_{amb} y G $T_c = T_{amb} + \frac{TONC - 20\text{ °C}}{800\text{ W/m}^2} \cdot G$ (3)

Para el generador cuando $T_{célula}$ es:		60 °C	10 °C	
V_{oc}	Resultados			
Diferencia % respecto a la $V_{oc, cem}$				
Para el generador cuando T_{amb} y G		35°C y 1050W/m ²	0 °C y 600W/m ²	
$T_{célula}$				
V_{oc}				
Diferencia % respecto a la $V_{oc, cem}$				

Tabla 1.4: Ejercicio efecto temperatura

1.3.3. Efecto de la irradiancia y la temperatura en la potencia generada

Para el generador con T_{amb} 30 °C y una G medida con una célula como la del módulo fotovoltaico, donde se mide una I_{sc} de 8,2 A		+ - Variación de P_m con T y G x =	
P_{GFV}	Resultados	$P_{GFV} = P_{GFV}^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_c^*)]$ (4)	
Diferencia % respecto a la P_m			

Tabla 1.5: Ejercicio efecto T y G en la Pm

1.4. Actividad 3: Análisis de la Energía

En este ejercicio se realizará una comparativa de la energía que producirá el sistema fotovoltaico estudiado, desde el punto de vista teórico, estimado y real (Tabla 1.6).

Aviso

Comprobar que el día elegido tiene todos sus datos completos.

Manual de Usuario:
Procedimiento 4.3




Aplicación online que permite estimar la producción o conocer la irradiancia para un día típico por mese, entre otras cosas

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Comparación energía teórica, real y estimada			
Resultados	Calculo E_{GFV} a partir de la G monitorizada	E_{GFV} medida real	$E_{diaria, mes}$ PVGIS (pérdidas 0%)
	Diferencia % entre ellas ¿A qué se debe?		

Tabla 1.6: Ejercicio energía teórica, real y estimada

1.5. Datasheet del módulo AC-270P/156-60S

Datos eléctricos (en condiciones estándar de prueba (STC), irradiación de 1000 vatios/m² en el espectro AM 1,5 a una temperatura de célula de 25°C)

Tipo	Potencia nominal P _{mpp}	Tensión nominal U _{mpp}	Corriente nominal I _{mpp}	Corriente de cortocircuito I _{sc}	Tensión de circuito abierto U _{oc}	Coficiente de rendimiento del módulo
AC-260P/156-60S	260 Wp	30,92 V	8,43 A	9,01 A	38,00 V	15,98 %
AC-265P/156-60S	265 Wp	30,98 V	8,60 A	9,20 A	38,16 V	16,29 %
AC-270P/156-60S	270 Wp	31,12 V	8,71 A	9,25 A	38,21 V	16,60 %
AC-275P/156-60S	275 Wp	31,25 V	8,83 A	9,32 A	38,29 V	16,90 %
AC-280P/156-60S	280 Wp	31,48 V	8,90 A	9,37 A	38,61 V	17,21 %

<p>Estructura</p> <p>Lado frontal: cristal blanco templado de 3,2 mm de baja reflexión</p> <p>Células: 60 células policristalinas de alto rendimiento 156 mm x 156 mm (6")</p> <p>Lado posterior: hoja compuesta</p> <p>Marco: marco de aluminio anodizado a la plata de 35 mm</p> <p>Datos mecánicos</p> <p>L x A x A: 1640 x 992 x 35 mm</p> <p>Peso: 18,0 kg con marco</p> <p>Conexión</p> <p>Caja de conexión: grado de protección IP67 (3 diodos de bypass)</p> <p>Cable: aprox. 1,1 m, 4 mm²</p> <p>Sistema de enchufe: enchufe / hembra IP67</p>	<p>Valores límites</p> <p>Tensión del sistema: 1000 VDC</p> <p>NOCT (temperatura de la célula de operación nominal)*: 45°C +/-2K</p> <p>Carga máxima admisible: 5400 Pa/m²</p> <p>Corriente de reversión IR: 16,0 A</p> <p>Temperatura de funcionamiento permitida: -40°C a +85°C</p> <p>(No se deben conectar al módulo tensiones externas superiores al valor máximo de tensión)</p> <p>*NOCT, intensidad de irradiación 800 W/m², AM 1.5 velocidad del viento 1 m/sec, temperatura 20°C</p> <p>Coficiente de temperatura</p> <p>Tensión U_{oc}: -0,30 %/K</p> <p>Corriente I_{sc}: 0,04 %/K</p> <p>Potencia P_{mpp}: -0,42 %/K</p> <p>Luz débil (Ejemplo para AC-260P/156-60S)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Curva característica I/U</th> <th>Corriente</th> <th>Tensión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>200 W/m²</td> <td>1,70 A</td> <td>30,10 V</td> </tr> <tr> <td>400 W/m²</td> <td>3,42 A</td> <td>30,15 V</td> </tr> <tr> <td>600 W/m²</td> <td>5,41 A</td> <td>30,52 V</td> </tr> <tr> <td>800 W/m²</td> <td>6,82 A</td> <td>30,86 V</td> </tr> <tr> <td>1000 W/m²</td> <td>8,43 A</td> <td>30,92 V</td> </tr> </tbody> </table> <p>Embalaje</p> <p>Número de módulos por paleta: 30 uds.</p> <p>Número de módulos por contenedor HC: 840 uds.</p>	Curva característica I/U	Corriente	Tensión	200 W/m ²	1,70 A	30,10 V	400 W/m ²	3,42 A	30,15 V	600 W/m ²	5,41 A	30,52 V	800 W/m ²	6,82 A	30,86 V	1000 W/m ²	8,43 A	30,92 V
Curva característica I/U	Corriente	Tensión																	
200 W/m ²	1,70 A	30,10 V																	
400 W/m ²	3,42 A	30,15 V																	
600 W/m ²	5,41 A	30,52 V																	
800 W/m ²	6,82 A	30,86 V																	
1000 W/m ²	8,43 A	30,92 V																	

Figura 1.5: Manual técnico del módulo fotovoltaico AC-270P/156-60S

Enlace descarga: https://www.axitecsolar.com/data/solarpanels_documents/DB_60zlg_poly_power_MiA_EN.pdf

2. PRÁCTICA 2: EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SFCR A PARTIR DE LOS ÍNDICES DE EVALUACIÓN

2.1. Introducción

Gracias a la monitorización se pueden detectar anomalías en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, cuantificar cual es la magnitud de pérdidas, y así, poder estimar mejor la producción, o simplemente, comparar el funcionamiento con el de otras instalaciones distintas. Existen una serie de índices de evaluación estipulados, que nos ayudan a esta tarea. Los englobamos en tres tipos:

- Índices de producción
- Índices de pérdidas
- Índices de rendimiento

Esta práctica consiste en evaluar nuestra instalación fotovoltaica, y calcular todos los índices de evaluación que se recogen en la norma **UNE-EN 61724-1:2017** [1], en la **Figura 2.2** se recogen los objetivos, y en la **Figura 2.1** las recomendaciones previas para esta práctica.

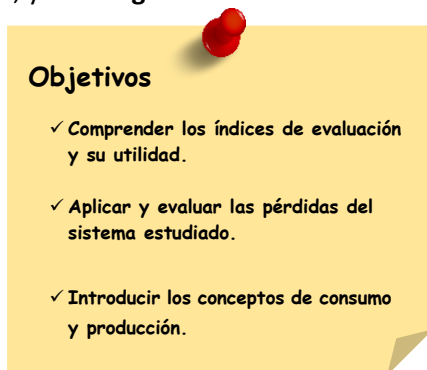


Figura 2.2: Objetivos práctica 2

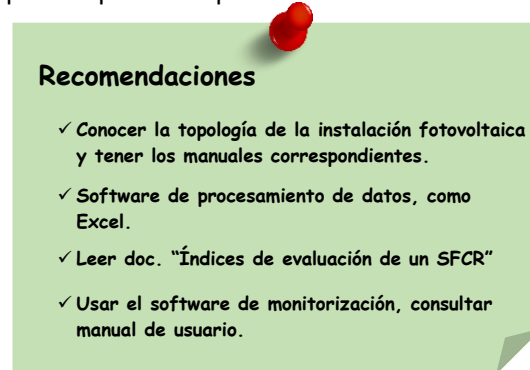



Figura 2.1: Recomendaciones práctica 2

Para la realización de la siguiente actividad es necesario escoger un día para calcular los índices de evaluación correspondientes.

Aviso

Comprobar que el día elegido tiene todos sus datos completos.

Manual de Usuario:
Procedimiento 4.3



Día elegido para realizar la actividad: / /

2.2. Actividad 1: Cálculo de los índices de la SFCR

En esta actividad debe completarse la **Tabla 2.1**, la cual contiene todos los índices recogidos en la normativa **UNE-EN 61724-1:2017**. Para cada índice se ha adjuntado una breve explicación, y la expresión matemática que lo define.

Seguidamente existe otra tabla (**Tabla 2.2**) donde se debe comparar de nuevo la energía teórica, real y estimada, algo que ya se hizo en la práctica 1, pero ahora con los índices calculados se han estimado las pérdidas, y los resultados teóricos podrán acercarse mejor a la realidad.

Índices de producción		
Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A		
Proporciona la cantidad de horas necesarias para que el generador instalado operando a máxima potencia, produzca la misma energía que la del día elegido.	$Y_A = \frac{E_{A, día}(DC)}{P_0}$	
Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f		
El número de horas que necesita el sistema operando a la potencia nominal para cubrir la energía diaria que produjo el sistema el día en el que se han tomado las medidas. A diferencia de Y_A : energía a la salida de todo el sistema (pérdidas de inversor, cableado...)	$Y_f = \frac{E_{out,día}(AC)}{P_0}$ $Y_f = Y_A \cdot \eta_{LOAD}$	
Índice de producción de referencia. Y_r		
Las horas necesarias de irradiancia a 1000 W/m2 para que el sistema se comporte de la misma manera que el día que se ha monitorizado.	$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}}$	
Índices de pérdidas		
Índice de pérdidas de captura del generador. L_c		
Se valoran las ineficiencias del generador fotovoltaico: sombras, suciedad, temperaturas elevadas de célula...	$L_c = Y_r - Y_A$	
Índice de pérdidas del resto del sistema. L_{BOS}		
Se cuantifican las pérdidas del resto de la instalación fotovoltaica, que no es generador fotovoltaico, como: inversor, cableado...	$L_{BOS} = Y_A - Y_f$	
Relación de comportamiento. PR		
Performance Ratio (PR) en inglés, cuantifica las pérdidas globales de toda la instalación sobre la potencia nominal del generador.	$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_0}{H_i/G_{i,ref}}$	
Eficiencias o rendimiento del sistema		
Eficiencia del generador. η_A		
Rendimiento del generador fotovoltaico en términos relativos, tras relacionar la energía producida (DC), la irradiación y la superficie utilizada por el GFV.	$\eta_A = \frac{E_{A, día}}{H_i \cdot A_a}$	

Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}		
Como la eficiencia anterior, pero en este caso del resto de la instalación, que no es generador fotovoltaico.	$\eta_{BOS} = \frac{E_{out,día}(AC)}{E_{A,día}(DC)}$	
Eficiencia Total del Sistema. η_f		
Es la eficiencia de toda la instalación fotovoltaica, donde se valora a la vez la del generador y la del resto de la instalación.	$\eta_f = \frac{E_{out,día}}{H_{i,día} \cdot A_a}$	

Tabla 2.1: Cálculo de los índices de evaluación de un SFCR

<p>Vamos a utilizar el PR calculado para relacionar la energía teórica, y estimada, con la real. Es preferible comparar el valor real de energía del inversor, el valor teórico y el estimado, para un día distinto al que se han calculado los índices.</p> $E_{out,día} = PR \cdot P_{GFV,cem} \cdot \frac{H_{día}}{G_{cem}}$		
$E_{out,día}$ TEÓRICO con PR	$E_{out,día}$ REAL	PVGIS
¿Qué sucede?		

Tabla 2.2: Resultados de la energía aplicando el PR

2.3. Actividad 2: Actividad adicional

En la actualidad, uno de los campos de estudios dentro de la energía solar fotovoltaica es el análisis del consumo y de la producción. De esta manera, se intenta disminuir las diferencias entre la curva de consumo y la de producción, intentado que la primera se adapte a la segunda lo máximo posible, y no al revés, cómo funciona el sistema eléctrico en la actualidad, bajo demanda.

Se propone, conectar una carga, en el punto destinado para ello dentro de la instalación fotovoltaica (para que sea alimentada por esta), de una potencia conocida durante un día completo.

El propósito es analizar la curva de generación y la de consumo, y comprender aspectos básicos sobre esta temática tan importante. De forma teórica se propone evaluar la energía consumida por una carga de la potencia usada, durante el tiempo estimado finalmente. Comparar si la energía que consume puede proporcionarla el SFCR en un día (por ejemplo, el que se ha elegido para la práctica).

Con estas 2 partes, ¿Es la energía del SFCR mayor que la que consume la carga?, ¿Qué problemas se plantean?, ¿Qué soluciones viables observa desde el punto de vista de la producción?, ¿Y desde el punto de vista del consumo?.

3. RESOLUCIÓN PRÁCTICA 1: ANÁLISIS DEL SFCR. ESTUDIO DE LA ENERGÍA

3.1. Introducción

Conocer el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, principalmente la energía que producirá a priori, es uno de los pasos iniciales más importantes, ayudará al dimensionado, y a saber si cumplirá con las expectativas.

Esta práctica se ha estructurado en dos partes, en la primera se valora cómo **afectan los parámetros meteorológicos** a un generador fotovoltaico. Y en la segunda, donde **se cuantifica la energía teórica, real y estimada** del sistema fotovoltaico para una fecha concreta, con la ayuda de PVGIS y de la aplicación diseñada para la monitorización del sistema fotovoltaico conectado a red: **Visualab UJA**. Para el correcto seguimiento de la práctica se deben tener en cuenta los objetivos (Figura 3.2) que se persiguen con la misma, así como, las recomendaciones previas para su realización (Figura 3.1).

Objetivos

- ✓ Analizar las hojas de características de la instalación.
- ✓ Estudiar la influencia de las magnitudes meteorológicas sobre el GFV.
- ✓ Analizar energéticamente el GFV: Energía teórica, real y estimada.

Figura 3.2: Resolución P1. Objetivos práctica 1

Recomendaciones

- ✓ Conocer la topología de la instalación fotovoltaica y tener los manuales correspondientes.
- ✓ Software de procesamiento de datos, como Excel.
- ✓ Manejar la aplicación PVGIS
- ✓ Usar el software de monitorización, consultar manual de usuario, especialmente: Procedimiento Exportación de datos.

Figura 3.1: Resolución P1. Recomendaciones práctica 1

A continuación, se presenta los ejercicios correspondientes para esta práctica.

La práctica queda dividida en 5 partes, tal como se muestra en la **Figura 3.3**.

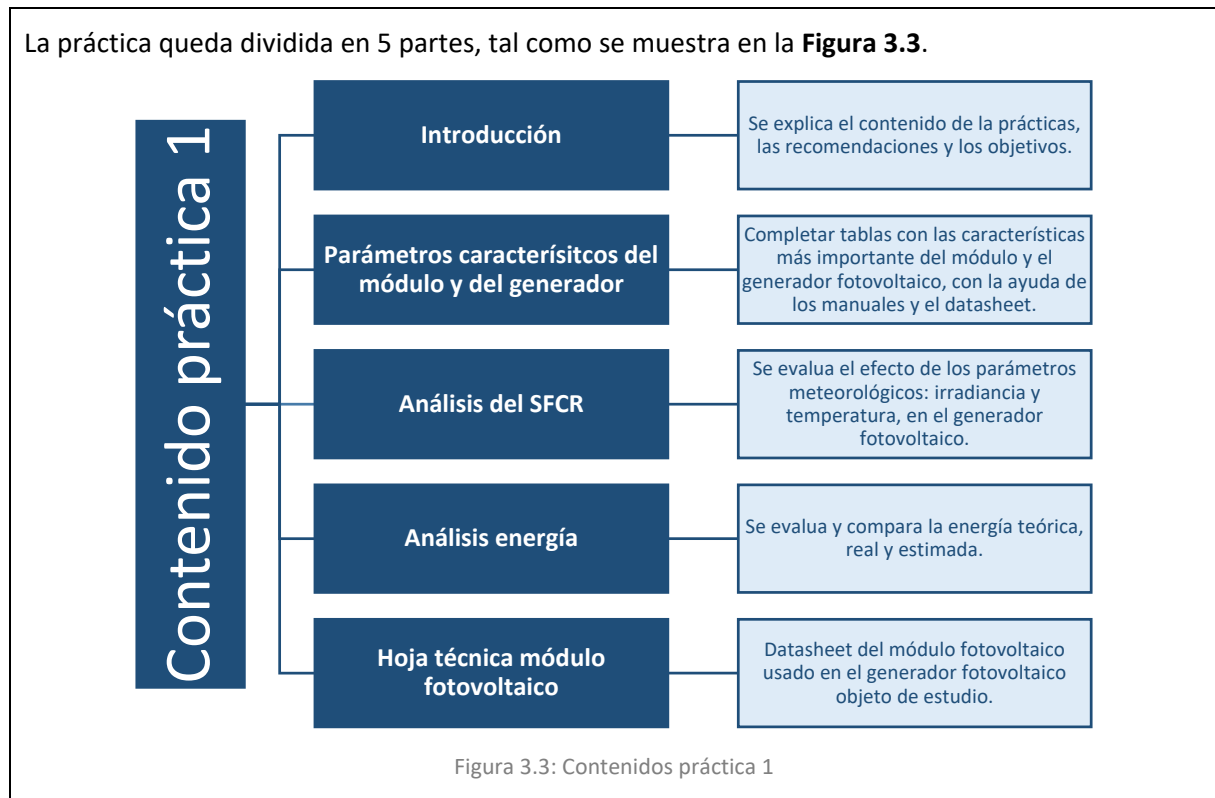
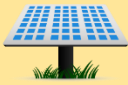


Figura 3.3: Contenidos práctica 1

3.2. Ejercicio 1: Parámetros característicos de módulo y generador

Consultar la hoja de características del módulo fotovoltaico y rellenar la siguiente **Tabla 3.1** con las características del módulo (*incorporar las unidades de cada parámetro*).



Recuerde

El generador fotovoltaico lo forman 11 módulos en serie

Hoja de característica apartado 1.5



El generador fotovoltaico situado en la terraza del edificio A3 de la Universidad de Jaén, tiene una potencia de 2,97 kW. Está formado por 11 módulos de 270 W de potencia conectados en serie, por lo que la tensión del generador será la suma de la tensión de todos los módulos, y la corriente será igual a la de un módulo. A continuación, se completa la **Tabla 3.1** (parámetros módulo **apartado 3.5 → Datasheet AC-270P/156-60S**) y la **Tabla 3.2** (los parámetros más importantes de todo el GFV).

Parámetros eléctricos		Parámetros térmicos	
P nominal	270 W	Coef. temperatura I_{SC}	0,04 %/°C
V circuito abierto	38,21 V	Coef. temperatura V_{OC}	-0,30 %/°C
I cortocircuito	9,25 A	Coef. temperatura P_m	-0,42 %/°C
V punto máx. potencia	31,12 V	TONC	45 °C
I punto máx. potencia	8,71 A	Parámetros físicos	
Eficiencia	16,6 %	Dimensiones	1640x992x35 mm
		Peso	18 kg

Tabla 3.1: Resolución P1. Características del módulo

Parámetros eléctricos		Parámetros de situación	
P nominal	2,97 kW	Localización	37°47'14.33"N 03° 46'38.20"W
V en circuito abierto	420,3 V	Orientación	Azimut -7°
I de cortocircuito	9,25 A	Inclinación	15°
V punto máx. potencia	342,3 V	Parámetros físicos	
I punto máx. potencia	8,71 A	Área total	17,9 m ²

Tabla 3.2: Resolución P1. Características del Generador

Nota: Todas las características son calculadas en C.E.M. (Condiciones Estándares de Medida): Irradiancia 1000 W/m², Espectro AM 1,5 y temperatura de célula de 25°C. Para el caso de TONC que relaciona la temperatura ambiente con la de célula, se calcula con unas condiciones de: Irradiancia 800 W/m²; AM 1,5; Velocidad del viento 1 m/s; Temperatura ambiente 20°C.

En las tablas no se incluye la nomenclatura abreviada de los nombres para invitar al alumno a hacer un estudio más exhaustivo de una hoja técnica.

Elegir un día para realizar las prácticas. (Comprobar que los datos están completos: **Apartado 4.3 del Anexo I “Manual de Usuario”**.)



Día elegido para realizar la actividad 2 y 3: / /

Para la realización de las actividades de las prácticas es necesario el uso de la aplicación desarrollada **Visualab UJA**, es por ello que se necesita obtener los datos por medio de la aplicación, a través de la base de datos.

Para la resolución de esta práctica como ejemplo, se usarán los datos monitorizados del día 17 de julio del año 2018, un día cuyo comportamiento fue soleado durante todo el día. Los datos de este día para la resolución de ejemplo, pueden ser recuperados desde la propia aplicación, o también se adjunta el archivo de la base de datos en este trabajo **17072018.txt**.

En la práctica los alumnos usarán otro día, por lo que es necesario comprobar que los datos de ese día están completos (**ver el procedimiento del apartado 4.3 del Anexo I: “Manual de Usuario”**)

En la siguiente actividad se evalúa cómo se comporta la instalación debido a cambios en los parámetros meteorológicos: irradiancia y temperatura.

3.3. Actividad 2: Análisis del SFCR

Este ejercicio permitirá evaluar el comportamiento de la instalación fotovoltaica debido a cambios en los parámetros meteorológicos: temperatura e irradiancia. En ambos casos se aporta un diagrama (**Figura 3.4** y **Figura 3.9**) de cómo proceder a la hora de conocer el efecto de estas dos magnitudes. Además, se incluyen una serie de ejercicios, para completar en diferentes tablas (**Tabla 3.3** , **Tabla 3.4** y **Tabla 3.5**), con la ayuda de las expresiones matemáticas que se incluyen.

3.3.1. Efecto de la irradiancia

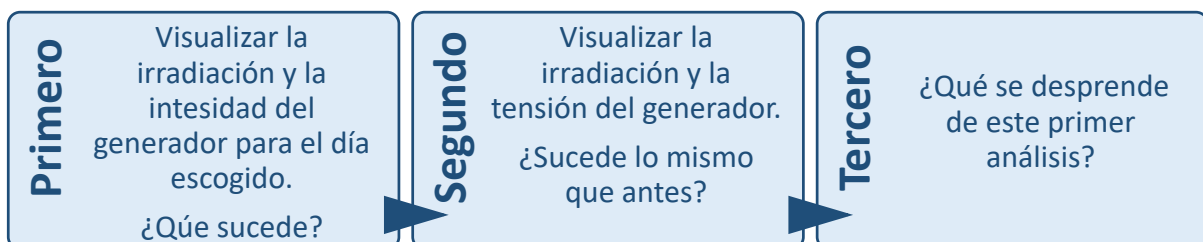


Figura 3.4: Resolución P1. Diagrama efecto irradiancia

Para el día escogido se visualizan desde la propia aplicación, si se desea, la evolución o comportamiento durante ese día de la irradiancia (**Figura 3.5**) y la intensidad (**Figura 3.6**). Recordar que las unidades son W/m^2 para la irradiancia y A para la corriente.

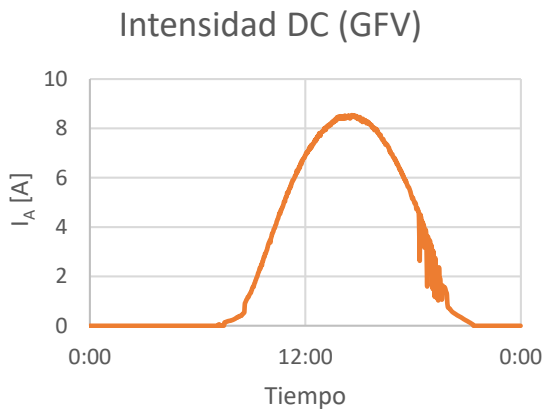


Figura 3.6: Intensidad GFV para el día elegido:
17/07/2018

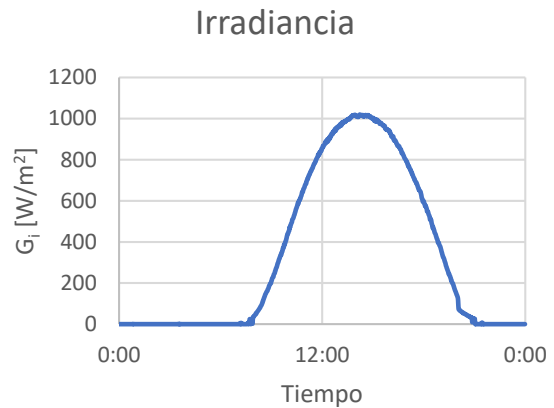


Figura 3.5: Irradiancia para el día elegido:
17/07/2018

¿Qué sucede?

La intensidad del generador es directamente proporcional con la irradiancia en cada momento. Por lo que se cumple la **Ec. 1**.

$$I_{sc}(G) = \frac{I_{sc}(1000 \text{ W/m}^2)}{1000 \text{ W/m}^2} \cdot G \quad \text{Ec. 1}$$

Nota: Para este día existe una zona, sobre las 18:00, donde la curva de intensidad no se corresponde totalmente con la irradiancia. Esto ocurre debido a que una parte de los módulos se sombrea durante ese intervalo de tiempo, pero la sombra no ha llegado aún al sensor de irradiancia.

Ahora se analiza la tensión (**Figura 3.7**) y la irradiancia (**Figura 3.8**) del generador fotovoltaico.

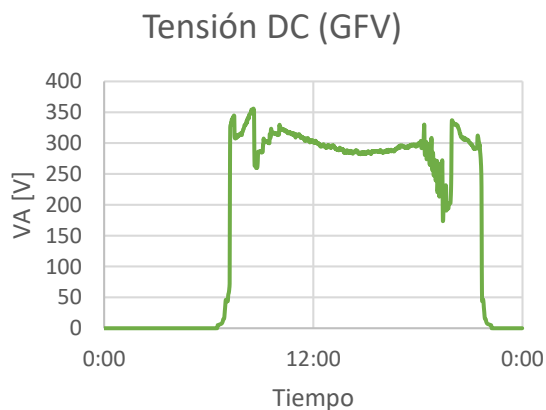


Figura 3.7: Tensión GFV para el día elegido:
17/07/2018

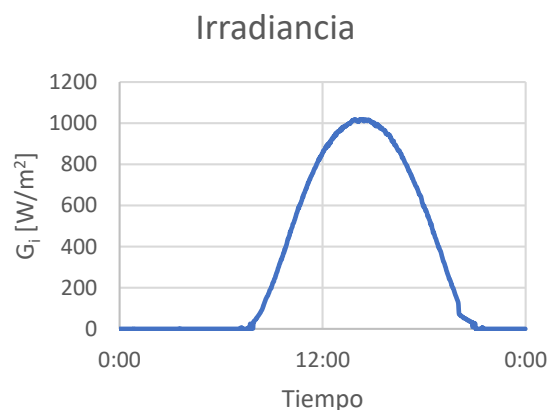


Figura 3.8: Irradiancia para el día elegido:
17/07/2018

¿Sucede lo mismo?

Como puede vislumbrarse la tensión pierde prácticamente relación con la curva de irradiancia, prueba de ello es que en cuanto sale el sol (irradiancia baja), es instantáneo como se llega al máximo valor de tensión.

¿Qué se desprende de este primer análisis?

Se desprende pues, que la intensidad del generador fotovoltaico se ve afectada por la evolución de la irradiancia, y en el caso de la tensión no sucede así.

Para el generador fotovoltaico que se está estudiando ¿Cuál sería la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) para una irradiancia de 800 W/m^2 ?

Para cuantificar cual puede ser la variación de la tensión con respecto de la irradiancia, se usa la **Ec. 1.**

$$I_{sc}(800 \text{ W/m}^2) = \frac{9,25 \text{ A}}{1000 \text{ W/m}^2} \cdot 800 \text{ W/m}^2 = 7,4 \text{ A}$$

En términos porcentuales la variación con respecto a la marcada en c.e.m. es de un 20% menos, debido a una disminución la irradiancia.

+ **-** Variación de I_{sc} con G

x **=**

$$I_{sc}(G) = \frac{I_{sc, cem}}{G_{cem}} \cdot G$$

(1)

Para nuestro generador, con irradiancia de 800 W/m^2 calcular:		
I_{sc}	Resultados	7,4 A
Diferencia % respecto a la $I_{sc,cem}$		20 %

Tabla 3.3: Resolución P1. Ejercicio efecto irradiancia

3.3.2. Efecto de la temperatura

Ahora, se va estudiar el comportamiento de la temperatura en un generador fotovoltaico.

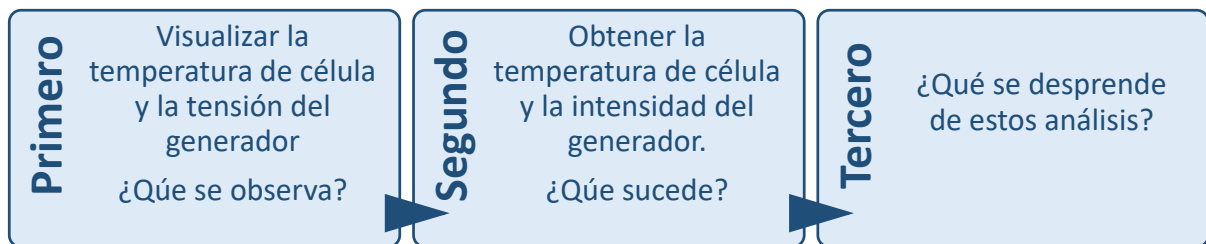


Figura 3.9: Resolución P1. Diagrama efecto de temperatura

Se comprobará cómo la temperatura influye sobre el generador fotovoltaico, para ello se deben obtener 3 curvas, la tensión del GFV (**Figura 3.11**), la temperatura de módulo (**Figura 3.10** y **Figura 3.13**) y la intensidad del GFV (**Figura 3.12**).

En primer lugar, se analiza si la temperatura afecta a la tensión del generador y, en segundo lugar, se comprueba si la temperatura influye en la corriente generada. Finalmente se apuntarán las conclusiones finales de cómo afectan los parámetros meteorológicos a las distintas magnitudes del generador.

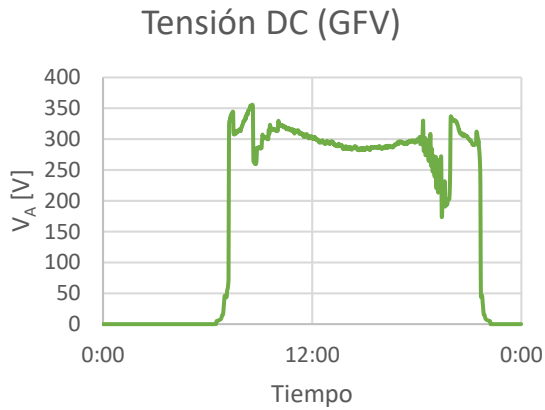


Figura 3.11: Tensión GFV para el día elegido: 17/07/2018

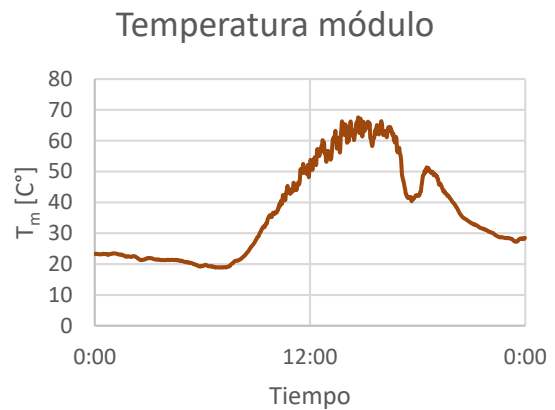


Figura 3.10: Temp. módulo para el día elegido: 17/07/2018

¿Qué se observa?

Lo más claro es a primera hora de la mañana, cuando la irradiancia es baja aún, y la temperatura de célula también lo es con respecto a la que se alcanzará. Es por ello que se tiene la tensión más alta de todas de las que habrá a lo largo del día, puesto que la pérdida de tensión por temperatura de célula elevada aún está alejada del máximo (71 %), a medida que se va calentando, va disminuyendo la tensión.

La ecuación que liga la variación de la tensión con la temperatura de célula es:

$$V_{oc} = V_{oc}(T_1) + \beta(T_2 - T_1) \tag{Ec. 2}$$

Si $T_2 > T_1$ entonces, $V_{oc2} > V_{oc1}$

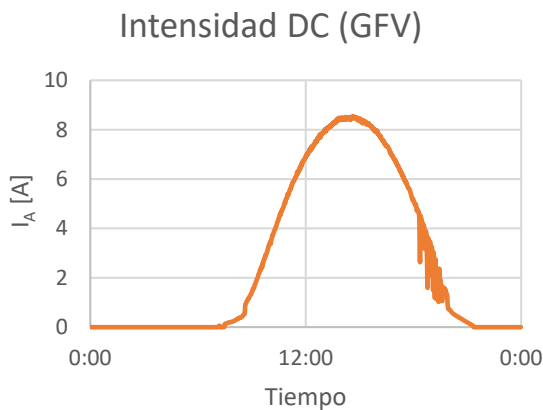


Figura 3.12: Intensidad GFV para el día elegido: 17/07/2018

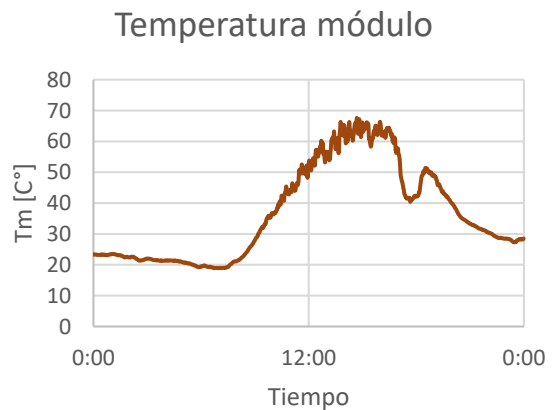


Figura 3.13: Temp. módulo para el día elegido: 17/07/2018

¿Qué sucede?

El efecto de la temperatura en la corriente generada es despreciable en la mayoría los casos, salvo que se realice un análisis muy exhaustivo. En la **Figura 3.13** se ve una alteración repentina sobre las 5 de la tarde, la cual es debido a que en ese rango de tiempo existe una sombra en la célula donde se monitoriza la temperatura, lo que provoca una disminución de la temperatura de la célula.

¿Qué concluye de estos análisis visuales realizados?

Los parámetros eléctricos están ligados a la evolución de las variables meteorológicas. Prueba de esto es que, la intensidad es directamente proporcional con la irradiancia, pero no con la temperatura, que, aunque también tiene pérdidas por esta razón es prácticamente nula, para ello visualizando el valor de los parámetros térmicos del fabricante se observa que la variación de la intensidad con la temperatura unas 8 veces menor¹ que la variación de la tensión, por lo que a todos los efectos es despreciable, salvo si el análisis es muy exacto.

La tensión si varía con la temperatura de célula, pero no así con pequeñas y medias variaciones de la irradiancia, donde no se ve afectada.

La potencia que es resultado de ambas magnitudes estará pues, influenciada tanto por la irradiancia como por la temperatura. La ecuación que relaciona esto es:

$$P_{GFV} = P_{GFV}^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_c^*)] \quad \text{Ec. 3}$$

A continuación, se realiza una serie de cálculos para cuantificar como afecta la temperatura al comportamiento del generador fotovoltaico.

Como se ha visto la **Ec. 2** es la expresión que relaciona la variación de la tensión con la temperatura de célula. Con dicha expresión, y consultando las tablas que se ha completado en la **actividad 1** de esta práctica, debe calcularse: **La tensión en circuito abierto, y la variación con respecto a la de c.e.m. cuando la temperatura de célula es de 60 °C, y cuando la temperatura de célula es de 10 °C.**

El coeficiente necesario es β , que según se puede comprobar en el manual del fabricante del módulo, tiene un valor de **-0,30 %/K**. Para realizar los cálculos es necesario tener β en unidades de V/K. Para ello se calcula cual es la variación de la tensión de un módulo completo con la temperatura.

$$\frac{\beta \cdot V_{oc,mód}}{100} = \frac{-0,3 \text{ \%/}^\circ\text{C} \cdot 38,21 \text{ V}}{100} = -0,11463 \text{ V/}^\circ\text{C} \quad \text{Ec. 4}$$

Al ser un incremento, no importa K o °C. De la **Ec. 4** se desprende que, por cada aumento de un grado en la temperatura de célula, la tensión de un módulo disminuirá en 115 mV. A modo de comprobación, es habitual que por norma general β se establece en 2 mV/°C por célula [2], por el datasheet se sabe que el módulo lo forman 60 células en serie, por lo que si se divide el coeficiente que se acaba de obtener (modulo completo) entre el número de células se obtiene:

$$\beta_{cél} = \frac{0,11463 \text{ V/}^\circ\text{C}}{60} = 1,91 \text{ mV/}^\circ\text{C} \cong 2 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

Ahora se puede calcular como varía la tensión para las dos temperaturas que se han indicado anteriormente.

Temperatura de célula 60 °C

Primero se hace para el módulo, ya que el coeficiente se ha obtenido para este, y después se obtiene la tensión del GFV, ya que es lo que se pide.

¹ $\beta = -0,3\%/K$ y $\alpha = 0,04\%/K$ $0,3/0,04 = 7,5 \rightarrow \beta = 7,5 \cdot \alpha$

De la **Ec. 2** primero se tiene que obtener $V_{oc, mód}$, se sabe que la $V_{oc, mód}(T_1)$ es la tensión en c.e.m., es decir, a temperatura de 25 °C, que sería la T_1 . Y la T_2 es a la temperatura a la que se desea obtener la tensión, en este caso 60 °C.

$$V_{oc, mód}(60\text{ °C}) = V_{oc, mód}(25\text{ °C}) + \beta(60\text{ °C} - 25\text{ °C})$$

$$V_{oc, mód}(60\text{ °C}) = 38,21\text{ V} - 0,11463\text{ V/°C} \cdot (60\text{ °C} - 25\text{ °C})$$

$$V_{oc, mód}(60\text{ °C}) = 34,20\text{ V}$$

Como se pide para un generador fotovoltaico, considerando que todos los módulos son exactamente iguales, y la temperatura uniforme para todos ellos, la tensión en circuito abierto con temperatura de célula de 60 °C es:

$$V_{oc, GFV}(60\text{ °C}) = 34,20\text{ V} \cdot 11\text{ mód} = 376,2\text{ V}$$

La tensión disminuye en 44,11 V con respecto a las c.e.m., en términos porcentuales la variación de la tensión disminuye un 10,5 %.

Temperatura de célula 10 °C

De la misma manera que antes, primero se calcula la variación en un módulo, y posteriormente se extiende al generador fotovoltaico.

$$V_{oc, mód}(10\text{ °C}) = V_{oc, mód}(25\text{ °C}) + \beta(10\text{ °C} - 25\text{ °C})$$

$$V_{oc, mód}(10\text{ °C}) = 38,21\text{ V} - 0,11463\text{ V/°C} \cdot (-15\text{ °C})$$

$$V_{oc, mód}(10\text{ °C}) = 39,93\text{ V}$$

Por lo que, para un generador fotovoltaico, considerando que todos los módulos son exactamente iguales, y la temperatura uniforme para todos ellos, la tensión en circuito abierto con temperatura de célula de 10 °C es:

$$V_{oc, GFV}(10\text{ °C}) = 39,93\text{ V} \cdot 11\text{ mód} = 439,22\text{ V}$$

La tensión aumenta en 18,92 V con respecto a la de c.e.m., en términos porcentuales la tensión aumenta un 4,5 %.

En muchas ocasiones no se tiene la temperatura de la célula sino la de ambiente, es por ello que los fabricantes proporcionan para unas condiciones específicas el valor de TONC (temperatura operacional nominal de célula). Para este módulo según el fabricante: Irradiación 800 W/m²; AM 1,5; Velocidad del viento 1 m/s; Temperatura ambiente 20°C.

La **Ec. 5** relaciona la temperatura de célula con la temperatura ambiente, a partir de la irradiancia.

$$T_c = T_{amb} + \frac{TONC - 20\text{ °C}}{800\text{ W/m}^2} \cdot G \quad \text{Ec. 5}$$

Calcular ahora, para una temperatura ambiente de 35 °C, y una irradiancia de 1050 W/m², cuál sería la temperatura de célula, así como, la tensión y su variación con respecto a la de c.e.m. Hacer lo mismo para una temperatura de 0 °C y una irradiancia de 600 W/m².

Temperatura ambiente de 35 °C

Con la **Ec. 5** y consultando la hoja del fabricante se obtiene que la TONC es de 45 °C, por lo que la temperatura de célula será:

$$T_c = 35 \text{ °C} + \frac{45 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot 1050 \text{ W/m}^2 = 67,8 \text{ °C}$$

Ahora con la **Ec. 2** se calcula cual sería la tensión para esta temperatura:

$$V_{oc,mód}(67,8 \text{ °C}) = 38,21 \text{ V} - 0,11463 \text{ V/°C} \cdot (67,8 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) = 33,3 \text{ V}$$

$$V_{oc,GFV}(67,8 \text{ °C}) = 33,3 \text{ V} \cdot 11 \text{ mód} = 366,3 \text{ V}$$

La tensión disminuye con respecto a la nominal en 54 V, que en porcentajes es 12,85 % menos.

Temperatura ambiente de 0 °C

$$T_c = 0 \text{ °C} + \frac{45 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot 600 \text{ W/m}^2 = 18,75 \text{ °C}$$

De la misma manera que antes, se calcula la variación de tensión con esta temperatura:

$$V_{oc, mód}(18,75 \text{ °C}) = 38,21 \text{ V} - 0,11463 \text{ V/°C} \cdot (18,75 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) = 38,93 \text{ V}$$

$$V_{oc, GFV}(18,75 \text{ °C}) = 38,93 \text{ V} \cdot 11 \text{ mód} = 428,2 \text{ V}$$

La tensión aumenta con respecto a la nominal en 7,9 V, que en porcentajes es 1,9% más.

+ - **Variación de Voc con T_{célula}** $V_{oc} = V_{oc}(T_{cem}) + \beta(T_2 - T_{cem})$ (2)

x = **Relación T_{célula} con T_{amb} y G** $T_c = T_{amb} + \frac{TONC - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot G$ (3)

Para el generador cuando T _{célula} es:		60 °C	10 °C
V _{oc}		376,2 V	439,2 V
Diferencia % respecto a la V _{oc, cem}		-10,5 %	+4,5 %
Para el generador cuando T _{amb} y G		35°C y 1050W/m ²	0°C y 600W/m ²
T _{célula}		67,8 °C	18,75 °C
V _{oc}		336,3 V	428,2 V
Diferencia % respecto a la V _{oc, cem}		-12,85%	+1,9%

Tabla 3.4: Resolución P1. Ejercicio efecto temperatura

3.3.3. Efecto de la irradiancia y la temperatura en la potencia generada

Finalmente y para comprobar la variación de la potencia con ambas magnitudes existe la expresión vista en la **Ec. 3**.

Calcular cual sería la potencia que entregaría el generador para una temperatura ambiente de 30 °C y una irradiancia medida con una célula como la del módulo fotovoltaico, donde se ha medido una I_{sc} de 8,2 A.

Para poder aplicar la **Ec. 3** se tiene que calcular la temperatura de célula y la irradiancia. Primero se calcula la irradiancia, ya que, es necesaria para obtener también la temperatura de célula. El módulo tiene 60 células según el fabricante, están en serie, no lo dice, pero se desprende aproximando la tensión nominal de una célula, en torno a los 0,6 V:

$$\frac{38,21 \text{ V}}{0,6} = 63,68 \text{ células} \approx 60 \text{ células}$$

No será 0,6 V exactamente sino unos 0,64 V, y la corriente al estar en serie todas, será la de cortocircuito del módulo 9,25 A. Por lo tanto, las características de la célula son: V_{oc} de 0,64 V y la I_{sc} de 9,25 A, por lo que podemos calcular la irradiancia con **Ec. 1**.

$$G = I_{sc}(G) \cdot \frac{I_{sc}(1000 \text{ W/m}^2)}{1000 \text{ W/m}^2} = 8,2 \text{ A} \cdot \frac{1000 \text{ W/m}^2}{9,25 \text{ A}} = 886,5 \text{ W/m}^2$$

La temperatura de célula se obtiene con la **Ec. 5**:

$$T_c = 30 \text{ °C} + \frac{45 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot 886,5 \text{ W/m}^2 = 57,7 \text{ °C}$$

Ya se tienen todos los datos para aplicar la **Ec. 3**.

$$P_{GFV} = 2970 \text{ W} \cdot \frac{886,5 \text{ W/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} \cdot \left[1 + \frac{-0,42 \text{ \%/°C}}{100} \cdot (57,7 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) \right] = 2271,3 \text{ W}$$

2271,3 W es la potencia del generador fotovoltaico, una vez cuantificadas las pérdidas por exceso de temperatura de célula y una disminución de la irradiancia. La variación de la potencia con respecto a la nominal del generador es de un 23,52 % menos.

Para nuestro generador con T_{amb} 30 °C y una G medida con una célula como la del módulo fotovoltaico, donde se mide una I_{sc} de 8,2 A		
P_{GFV}	Resultados	2271,3 W
Diferencia % respecto a la P_m		-23,52 %

+

-

x

=

Variación de P_m con T y G

$$P_{GFV} = P_{GFV}^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_c^*)]$$

(6)

Tabla 3.5: Resolución P1. Ejercicio efecto T y G en la P_m

3.4. Actividad 3: Análisis de la Energía

En este ejercicio se realizará una comparativa de la energía que producirá el sistema fotovoltaico estudiado, desde el punto de vista teórico, estimado y real.

Aviso

Comprobar que el día elegido tiene todos sus datos completos.

Manual de Usuario:
Procedimiento 4.3

PVGIS

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

Aplicación online que permite estimar la producción o conocer la irradiancia para un día típico por mes, entre otras cosas

Una vez se tienen los datos comprobados tal como se ha indicado con anterioridad, se abre la irradiancia en Excel (puede usarse cualquier otro procesador) para obtener la irradiación diaria del día elegido, cuya expresión matemática se recoge en la **Ec. 6**.

$$H = \left(\sum_{i=1}^{i=1140} G_i \right) \cdot t_{muestreo} \quad \text{Ec. 6}$$

El tiempo entre cada dato es de 1 min, por lo que habrá 1440 valores en un día, se integra la curva para obtener su área, que es la energía, o para valores discretos usamos la **Ec. 6**. Para obtener el resultado en Wh/m².

$$H = \left(\sum_{i=1}^{i=1140} G_i \right) \cdot 1 \text{ min} \cdot \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}}$$

En Excel quedaría: **=SUMA(F1:F1440)/60** (columna f o 6 si se usa el archivo adjunto a este trabajo [17072018.txt], el cual pertenece a la base de datos de la aplicación, de forma normal se obtiene la variable deseada desde **Visualab UJA** directamente.)

El resultado es:

$$H = 8016,9 \text{ Wh/m}^2 \text{ día} = 8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$$

A continuación, se calcula la energía teórica del generador a partir de la irradiación medida, para ello se usa la **Ec. 7**.

$$E_{GFV} = P_{GFV \text{ cem}} \cdot \frac{H_{\text{día}}}{G_{\text{cem}}} \quad \text{Ec. 7}$$

$$E_{GFV} = 2,97 \text{ kW} \cdot \frac{8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 23,81 \text{ kWh}$$

Ahora se consultan los datos de la energía que produjo el generador ese día, es tan sencillo como mirar la gráfica de la energía en **Visual UJA**, obtener los valores límites de la curva, el valor de las 00:00 se resta al de las 23:59 de ese mismo día. O bien, exportar en Excel, coger el dato de la fila 1 (00:00) y se le resta al de la fila 1440 (23:59), para más información, **ver el procedimiento del apartado 4.6 del Anexo I: "Manual de Usuario"**. Para este caso puede hacerse consultando el archivo adjunto de la base de datos (energía GFV columna z o 26 y energía inversor columna s o 19).

Este día el generador produjo: 2195,5 kWh - 2176,4 kWh = 19,1 kWh, una diferencia de energía de 4,71 kWh, un 19% menos que lo teórico.

¿A que se debe la diferencia?

La diferencia se debe principalmente a pérdidas por temperatura, cableado, sombras en módulos*, suciedad en los módulos, etc. La diferencia sería más acusada si la medida de la energía se hubiésemos elegido después del inversor (cableado, eficiencia inversor, etc)

En este caso y como se observa en las gráficas de irradiancia (Figura 3.5**) e intensidad (**Figura 3.6**) existe un intervalo de tiempo en el que parte del generador se está sombreando, pero no sucede lo mismo para el sensor de irradiancia, por lo tanto existe ese exceso de energía teórica cuya pérdida han sido derivadas, en la mayor parte, por las sombras sobre el generador fotovoltaico.*

Existen diferentes bases de datos meteorológicas, que integran el procesamiento necesario para estimar producción, la energía diaria de un mes típico, etc. Se utilizará PVGIS.

Con PVGIS se obtendrán los datos de la energía media para cada mes, y la diaria media de cada mes. Acto seguido se comparará con lo teórico y lo estimado, calculado anteriormente. Los datos que se solicitan ya están recogidos en las tablas de características anteriores, el porcentaje de pérdidas se puede dejar en el 14 %, en la próxima práctica en la siguiente práctica se obtendrá el valor real.

La Figura 3.14 muestra la información que debe de incluirse en la aplicación PVGIS.

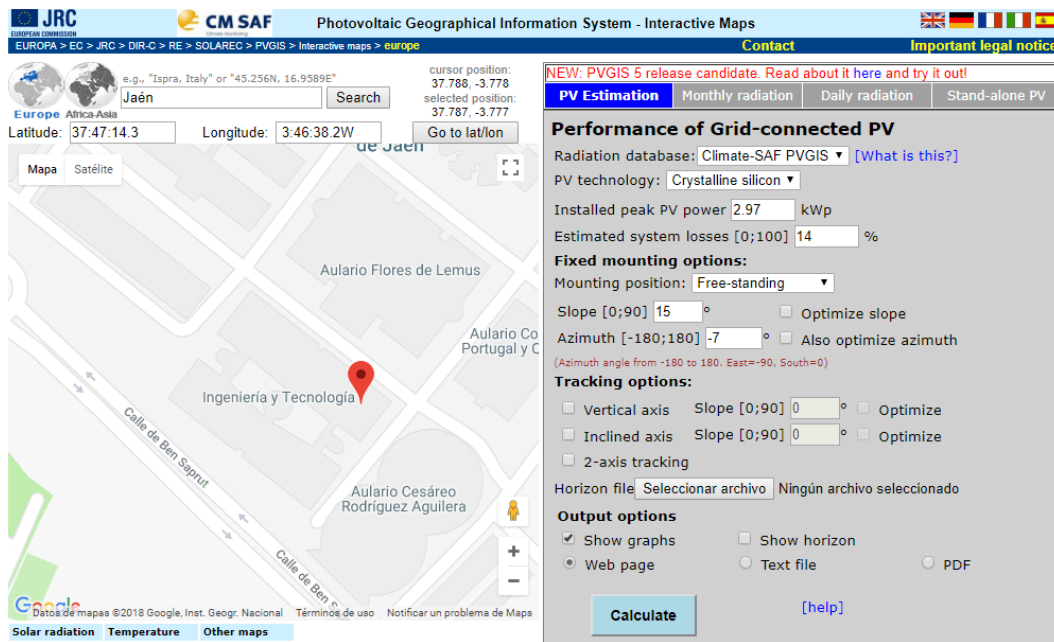


Figura 3.14: Datos para insertar en PVGIS

Fixed system: inclination=15°, orientation=-7°

Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	7.67	238	3.24	101
Feb	10.20	286	4.34	122
Mar	12.60	392	5.58	173
Apr	13.30	398	5.97	179
May	15.00	465	6.90	214
Jun	16.80	504	7.88	236
Jul	17.10	530	8.16	253
Aug	15.80	491	7.54	234
Sep	13.10	392	6.03	181
Oct	11.00	340	4.94	153
Nov	8.31	249	3.58	107
Dec	7.34	228	3.12	96.7
Yearly average	12.4	376	5.62	171
Total for year		4510		2050

Figura 3.15: Resultados estimados con PVGIS

Las energías que se necesitamos es la que se produjo a la salida del inversor, ya que en PVGIS hemos incluido un índice de pérdidas aproximado del 14 % que incluye a este.

Para el día 17 de Julio de 2018 se ha obtenido anteriormente:

- Energía generador teórica = 23,81 kWh
- Energía generador real = 19,1 kWh
- Energía real inversor = 18,6 kWh

Los datos que interesan son principalmente la energía media diaria de julio, que es de 17,1 kWh y la total del mes de julio que es la diaria por 31 días, 530 kWh.

La energía real que produjo el sistema en el mes de julio puede consultarse, la energía total a la salida del inversor a las 23:59 del 31 de julio menos la energía total del inversor a las 00:00 del 1 de julio:

$$2402 \text{ kWh} - 1813,8 \text{ kWh} = 588,2 \text{ kWh}$$

Las diferencias como se ven son muy pequeñas, y realmente se puede estimar lo que producirá nuestro sistema en un mes, en un año...

Diferencia del día 17 de julio real con el estimado en PVGIS:

$$\frac{18,6 \text{ kWh} - 17,1 \text{ kWh}}{19,1 \text{ kWh}} \cdot 100 = 8,06 \%$$

Diferencia del mes de junio real con el estimado:

$$\frac{588,2 \text{ kWh} - 530 \text{ kWh}}{588,2 \text{ kWh}} \cdot 100 = 9,89 \%$$

Las diferencias se deben a las razones de pérdidas que ya se han ido enumerando, recordar que el factor de pérdidas se ha dejado en 14% para el PVGIS por lo que estará más cercano al valor real que al teórico.

Comparación energía teórica, real y estimada			
Resultados	Calculo E _{GFV} a partir de la G monitorizada	E _{GFV} medida real	E _{diaria, mes} PVGIS (pérdidas 14%)
		23,81 kWh	19,1 kWh
Diferencia % entre ellas ¿A qué se debe?			
Se han explicado durante la resolución.			

Tabla 3.6: Resolución P1. Ejercicio energía teórica, real y estimada

3.5. Datasheet del módulo AC-270P/156-60S

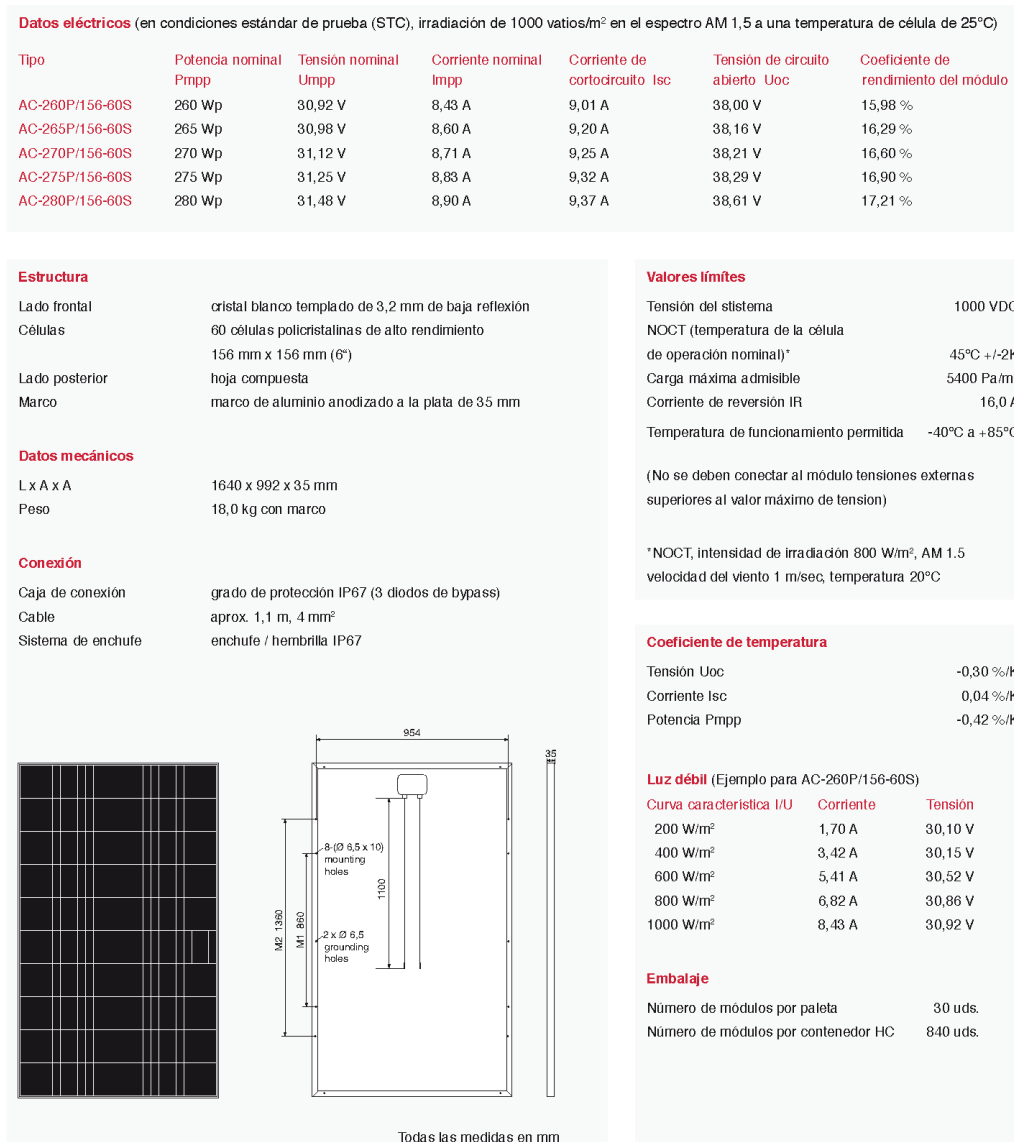


Figura 3.16: Manual técnico del módulo fotovoltaico AC-270P/156-60S

Enlace descarga: https://www.axitecsolar.com/data/solarpanels_documents/DB_60zlg_poly_power_MiA_EN.pdf

4. RESOLUCIÓN PRÁCTICA 2: EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SFCR A PARTIR DE LOS ÍNDICES DE EVALUACIÓN

4.1. Introducción

Gracias a la monitorización se pueden detectar anomalías en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, cuantificar cual es la magnitud de pérdidas, y así, poder estimar mejor la producción, o simplemente, comparar el funcionamiento con el de otras instalaciones distintas. Existen una serie de índices de evaluación estipulados, que nos ayudan a esta tarea. Los englobamos en tres tipos:

- Índices de producción
- Índices de pérdidas
- Índices de rendimiento

Esta práctica consiste en evaluar nuestra instalación fotovoltaica, y calcular todos los índices de evaluación que se recogen en la norma **UNE-EN 61724-1:2017** [1], en la **Figura 2.2** se recogen los objetivos y en la **Figura 2.1** las recomendaciones de esta práctica.

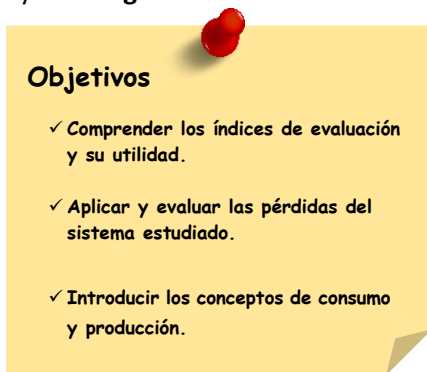


Figura 4.2: Resolución P2. Objetivos práctica 2

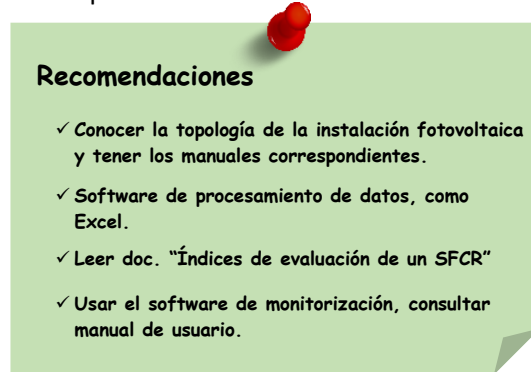


Figura 4.1: Resolución P2. Recomendaciones práctica 2

Para la realización de la siguiente actividad es necesario escoger un día para calcular los índices de evaluación correspondientes.

La práctica queda dividida en 4 partes, tal como se muestra en la **Figura 4.3**.

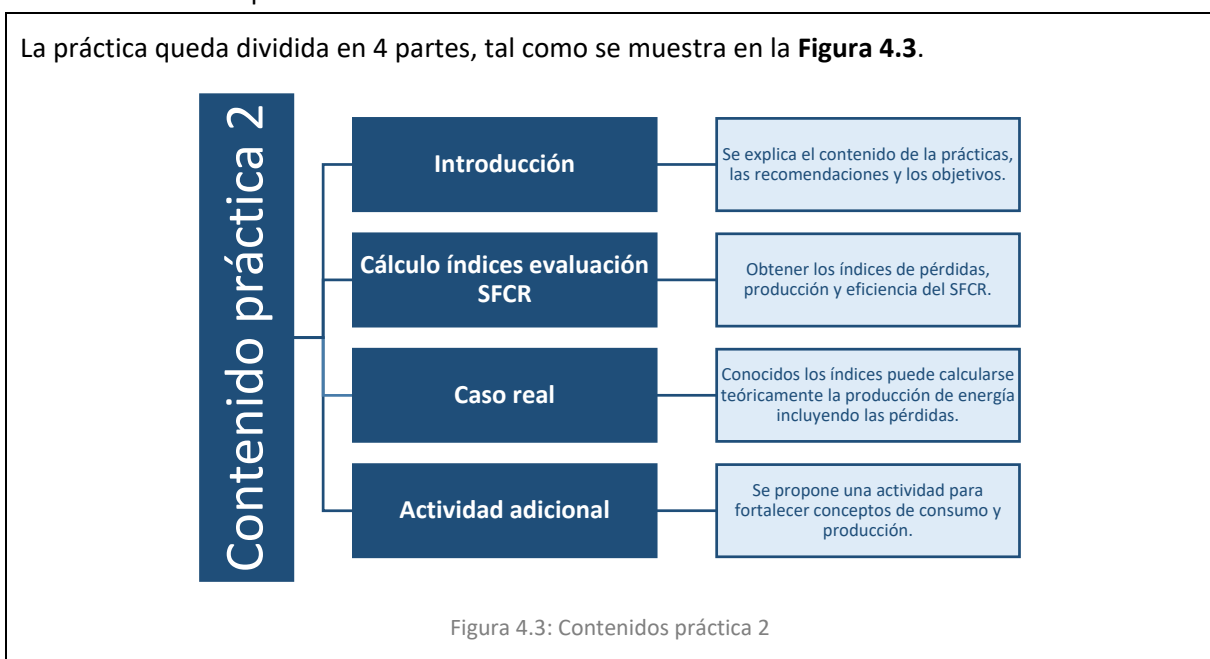


Figura 4.3: Contenidos práctica 2

Se escoge un día en el que calcular estos índices, preferiblemente, el que escogió en la práctica 1, se elegirá el día 17 de julio de 2018, sobre el cual ya se ha explicado en la resolución de la práctica 1.

Aviso

Comprobar que el día elegido tiene todos sus datos completos.

Manual de Usuario:
Procedimiento 4.3



Día elegido para realizar la actividad: / /

4.2. Actividad 1: Cálculo de los índices de la SFCR

En esta actividad debe completarse la **Tabla 2.1**, la cual contiene todos los índices recogidos en la normativa **UNE-EN 61724-1:2017**. Para cada índice se ha adjuntado una breve explicación y la expresión matemática que lo define.

Seguidamente existe otra tabla (**Tabla 2.2**) donde se debe comparar de nuevo la energía teórica, real y estimada, algo que ya se hizo en la práctica 1, pero ahora con los índices calculados se han estimado las pérdidas y los resultados teóricos podrán acercarse mejor a la realidad.

Índices de producción

Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A

La energía del generador (DC) este día fue de 16,4 kWh y la potencia nominal instalada es de 2,97 kW.

$$Y_A = \frac{E_{A, día}(DC)}{P_0} = \frac{19,1 \text{ kWh/día}}{2,97 \text{ kW}} = 6,43 \text{ h/día}$$

Es decir, si el generador funcionase durante 6,43 horas a su potencia nominal, daría la misma energía que genero sistema en todo el día

Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f

La energía a la salida del inversor (AC) este día fue de 18,6 kWh y la potencia nominal instalada es de 2,97 kW.

$$Y_f = \frac{E_{out,día}(AC)}{P_0} = Y_A \cdot \eta_{LOAD} = \frac{18,6 \text{ kWh/día}}{2,97 \text{ kW}} = 6,26 \text{ h/día}$$

Es decir, si el generador funcionase durante 6,26 horas a su potencia nominal, daría la misma energía que dio el inversor en 24 horas.

Índice de producción de referencia. Y_r

El valor de H_i ya se calculó en la práctica 1 con la ayuda del procesador de datos, saliendo un valor de 8,02 kWh/m²día. La irradiancia de referencia es la de c.e.m., es decir, 1000 W/m².

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} = \frac{8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 8,02 \text{ h/día}$$

Son necesarias 8,02 horas de irradiancia a 1000 W/m² para una irradiación igual a la que hubo durante todo ese día.

Índice de pérdidas

Índice de pérdidas de captura del generador. L_c

El valor de Y_R es 8,02 h y el de Y_A es 6,43 h.

$$L_c = Y_r - Y_A = 8,02 \text{ h} - 6,43 \text{ h} = 1,59 \text{ h}$$

Quiere decir, que las pérdidas en el generador equivalen a 1,59 horas (1h 35' 24'') menos de irradiancia a 1000 W/m² sobre el generador.

Índice de pérdidas del resto del sistema. $LBOS$

El valor de Y_A es 6,43 h y el de Y_f es 6,26 h.

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f = 6,43 \text{ h} - 6,26 \text{ h} = 0,17 \text{ h}$$

Significa que la pérdidas debidas al resto de la instalación (inversor, cableado...) equivale a 0,17 horas (10'12'') de irradiancia de 1000 W/m² sobre el generador.

Relación de comportamiento. PR

Un valor típico está entre 0,7 y 0,85 en SFCR. El valor de Y_f es 6,26 h y el de Y_R es 8,02 h

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_0}{H_i/G_{i,ref}} = \frac{6,26 \text{ h}}{8,02 \text{ h}} = 0,78$$

Servirá a la hora de relacionar la energía teórica que produce un SFCR (a partir de la irradiancia medida) y la realmente producida. De esta manera se podrá calcular la energía real o estimarla, incluyendo en la ecuación de la energía teórica el PR.

Eficiencias o rendimiento del sistema

Eficiencia del generador (DC). η_A

La $E_{A,día}$ fue, como se ha visto, 19,1 kWh, la irradiación fue 8,02 kWh/m²día y el área del generador es 17,9 m².

$$\eta_A = \frac{E_{A, día}}{H_i \cdot A_a} = \frac{19,1 \text{ kWh/día}}{8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día} \cdot 17,9 \text{ m}^2} = 0,133 \rightarrow 13,3\%$$

La eficiencia del módulo es 16,6% en c.e.m., por lo que este resultado tiene sentido ya que, esta eficiencia del generador lleva incluida las pérdidas por temperatura, sombras...

Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}

La $E_{out,día}$ como se ha visto fue 18,6 kWh y la $E_{A,día}$ fue 19,1 kWh.

$$\eta_{BOS} = \frac{E_{out,día}(AC)}{E_{A,día}(DC)} = \frac{18,6 \text{ kWh/día}}{19,1 \text{ kWh/día}} = 0,974 \rightarrow 97,4\%$$

<p>Esta solución se debe a que el rendimiento del inversor según el fabricante es 97% máximo, pero esta eficiencia BOS también incluye pérdidas por cableado, aunque como se observa es casi despreciable.</p>		
<p>Eficiencia Total del Sistema. η_f</p>		
<p>La $E_{out,día}$ es 18,6 kWh, la H_i es 8,02 kWh/m²día y la A_A 17,9 m².</p> $\eta_f = \frac{E_{out,día}}{H_{i,día} \cdot A_a} = \frac{18,6 \text{ kWh/día}}{8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día} \cdot 17,9 \text{ m}^2} = 0,13 \rightarrow 13\%$ <p>Por lo que, la eficiencia total del sistema es del 13 %.</p>		
Índices de producción		
Índice de producción del generador fotovoltaico o PV array. Y_A		
Proporciona la cantidad de horas necesarias para que el generador instalado operando a máxima potencia, produzca la misma energía que la del día elegido.	$Y_A = \frac{E_{A, día}(DC)}{P_0}$	6,43 h/día
Índice de producción final del sistema fotovoltaico. Y_f		
El número de horas que necesita el sistema operando a la potencia nominal para cubrir la energía diaria que produjo el sistema el día en el que se han tomado las medidas. A diferencia de Y_A : energía a la salida de todo el sistema (pérdidas de inversor, cableado...)	$Y_f = \frac{E_{out,día}(AC)}{P_0}$ $Y_f = Y_A \cdot \eta_{LOAD}$	6,26 h/día
Índice de producción de referencia. Y_r		
Las horas necesarias de irradiancia a 1000 W/m ² para que el sistema se comporte de la misma manera que el día que se ha monitorizado.	$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}}$	8,02 h/día
Índices de pérdidas		
Índice de pérdidas de captura del generador. L_c		
Se valoran las ineficiencias del generador fotovoltaico: sombras, suciedad, temperaturas elevadas de célula...	$L_c = Y_r - Y_A$	1,59 h
Índice de pérdidas del resto del sistema. L_{BOS}		
Se cuantifican las pérdidas del resto de la instalación fotovoltaica, que no es generador fotovoltaico, como: inversor, cableado...	$L_{BOS} = Y_A - Y_f$	0,17 h
Relación de comportamiento. PR		

Performance Ratio (PR) en inglés, cuantifica las pérdidas globales de toda la instalación sobre la potencia nominal del generador.	$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_0}{H_i/G_{i,ref}}$	0,78
Eficiencias o rendimiento del sistema		
Eficiencia del generador. η_A		
Rendimiento del generador fotovoltaico en términos relativos, tras relacionar la energía producida (DC), la irradiación y la superficie utilizada por el GFV.	$\eta_A = \frac{E_{A, día}}{H_i \cdot A_a}$	13,3%
Eficiencia del resto del sistema. η_{BOS}		
Como la eficiencia anterior, pero en este caso del resto de la instalación, que no es generador fotovoltaico.	$\eta_{BOS} = \frac{E_{out,día}(AC)}{E_{A,día}(DC)}$	97,4%
Eficiencia Total del Sistema. η_f		
Es la eficiencia de toda la instalación fotovoltaica, donde se valora a la vez la del generador y la del resto de la instalación.	$\eta_f = \frac{E_{out,día}}{H_{i,día} \cdot A_a}$	13%

Tabla 4.1: Resolución P2. Cálculo de los índices de evaluación de un SFCR

Una vez se han calculado los índices para este día. Se va a utilizar el PR para relacionar la energía teórica con la real.

Se recomienda hacerlo para un día distinto al que se ha hecho la actividad anterior para que se vea la diferencia, en la resolución se continuará con el mismo día.

Ya se calculó en la práctica 1 la energía teórica que debía producir el sistema para este día a partir de la irradiancia medida.:

$$E_{GFV} = 2,97 \text{ kW} \cdot \frac{8,02 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 23,81 \text{ kWh}$$

La energía real que generó el sistema después del inversor fue: 18,6 kWh

Si se añade el término PR a la ecuación anterior puede verse cuál sería la producción teórica, teniendo en cuenta las pérdidas.

$$E_{out,día} = PR \cdot P_{GFV,cem} \cdot \frac{H_{día}}{G_{cem}} = 0,78 \cdot 2,97 \text{ kW} \cdot \frac{8,02 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = 18,58 \text{ kWh}$$

Como se observa, cuantificando las pérdidas puede conocerse lo que producirá un sistema fotovoltaico de forma teórica, con un resultado muy similar al real.

Vamos a utilizar el PR calculado para relacionar la energía teórica y estimada con la real. Es preferible comparar el valor real de energía del inversor, el valor teórico y el estimado, para un día distinto al que se han calculado los índices.		
$E_{out,día} = PR \cdot P_{GFV,cem} \cdot \frac{H_{día}}{G_{cem}}$		
$E_{out,día}$ TEÓRICO con PR	$E_{out,día}$ REAL	PVGIS
18,58 kWh	18,6 kWh	17,1 kWh
¿Qué sucede?		
Los valores teóricos y real deben ser muy similares, el valor teórico ahora ha sido calculado incluyendo los efectos de las pérdidas en el sistema. En este caso un PR del 0,78.		
Tabla 4.2: Resolución P2. Resultados de la energía aplicando el PR		

4.3. Actividad 2: Actividad adicional

En la actualidad, uno de los campos de estudios dentro de la energía solar fotovoltaica es el análisis del consumo y de la producción. De esta manera, se intenta disminuir las diferencias entre la curva de consumo y la de producción, intentado que la primera se adapte a la segunda lo máximo posible, y no al revés, cómo funciona el sistema eléctrico en la actualidad, bajo demanda.

Se propone, conectar una carga, en el punto destinado para ello dentro de la instalación fotovoltaica (para que sea alimentada por esta), de una potencia conocida durante un día completo.

El propósito es analizar la curva de generación y la de consumo, y comprender aspectos básicos sobre esta temática tan importante. De forma teórica se propone evaluar la energía consumida por una carga de la potencia usada, durante el tiempo estimado finalmente. Comparar si la energía que consume puede proporcionarla el SFCR en un día (por ejemplo, el que se ha elegido para la práctica).

Con estas 2 partes, ¿Es la energía del SFCR mayor que la que consume la carga?, ¿Qué problemas se plantean?, ¿Qué soluciones viables observa desde el punto de vista de la producción?, ¿Y desde el punto de vista del consumo?.

La primera parte de esta actividad es experimental, por ejemplo, conecta una carga de 120 W durante 24 horas. Una vez pasado este tiempo, exporte los datos necesarios al procesador de datos, y observe a la misma vez la curva de la producción de energía (curva de la potencia inversor) y la curva del consumo de energía por parte de las cargas (curva de potencia inversor + curva de potencia red) Sumando puesto que se guarda con signo -. [Más información en el manual de usuario]

La segunda parte consiste en calcular la energía total que necesitará la carga.

$$E_{carga} = P \cdot t = 120 \text{ W} \cdot 24 \text{ h} = 2280 \text{ W} \rightarrow 2,28 \text{ kW}$$

A simple vista el sistema será capaz de proporcionar dicha energía sin necesidad de recurrir a importar de la red.

Pero el consumo se produce constante durante 24 h, por lo que mientras el sistema no este con una potencia superior a 120 W tendrá que importar de la red.

Las posibles soluciones desde el punto de vista de la producción es dimensionar baterías de tal modo que sirvan para cubrir la falta de energía durante las horas que no hay sol.

Desde el punto de vista del consumo es estudiar si dicha consumo puede adaptarse a la curva de producción y en vez de consumir constante 120 W consumir más potencia pero en las horas de producción fotovoltaica.

5. REFERENCIAS

- [1] A. E. de N. y C. (AENOR), "Norma UNE-EN 61724-1:2017. Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización," 2018.
- [2] C. Rus *et al.*, "Instalaciones Fotovoltaicas," Joxman, Ed. 2012.