



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

7 de julio de 2015

RESUMEN

La implantación de métodos de producción de energía limpios y renovables es uno de los retos más importantes de la actualidad, debido al agotamiento de los recursos fósiles y a la creciente contaminación global. El principal paso para que esta implantación se produzca es aumentar la rentabilidad de estas fuentes de energía, mejorando su competitividad.

Para solucionar este problema es muy importante la generación de métodos que ayuden a optimizar el diseño de estas instalaciones, y así minimizar los costes que estas conllevan. En este proyecto se desarrolla un método de optimización del diseño de plantas fotovoltaicas, el cual determina la potencia pico a instalar para conseguir el menor coste por unidad de energía producida.

En primer lugar se ha hecho una investigación exhaustiva, mediante la recopilación de más de veinte artículos científicos, de los estudios realizados anteriormente en materia de optimización de las instalaciones fotovoltaicas. Esto permite destacar la originalidad de la propuesta del presente trabajo. Con los datos obtenidos de esta investigación, y especificando las mejoras que se pueden aportar a los métodos antes desarrollados, se procede a generar una función de Matlab que determine el diseño óptimo de cada instalación dependiendo de sus características.

Para ello se han construido dos herramientas informáticas: un modelo de la instalación que permite estimar su producción, así como una red neuronal que estima su coste, en ambos casos en función de sus características básicas, que se encuentran fácilmente accesibles al inicio del diseño de una instalación.

El modelo construido en Matlab permite estimar la producción a partir de las características del panel disponibles en su hoja de características, la potencia nominal del inversor, y la estimación del rendimiento del resto de elementos. Para validar el modelo, se han tomado datos de irradiancias, temperatura ambiente y producción en una instalación real, a lo largo de un año, comparándolos con los valores estimados que proporciona el modelo. Se han analizado las posibles divergencias en las condiciones de irradiancia y temperatura, así como en la potencia generada por el campo solar. De esta forma se ha podido corroborar el elevado nivel de precisión del modelo.

La construcción de la red neuronal parte del análisis de más de treinta presupuestos de instalaciones fotovoltaicas, lo que ha permitido diseñar y entrenar la red neuronal. Además, para comprobar su validez, se han diseñado dos instalaciones tipo, para después analizar elemento a elemento el coste total de la instalación utilizando precios reales de mercado, comparando después estos presupuestos con los que da como resultado la red. Resulta relevante la exactitud en el cálculo de los costes de inversión para construir la planta proyectada.

Finalmente, el programa permite, considerando las características de la instalación (número de inversores, disposición de los módulos, potencia nominal del inversor,...), variar la potencia pico, y generar una curva que muestra el cociente entre coste y producción, indicando al diseñador la potencia pico del campo solar a implantar que minimiza dicho cociente, optimizando su rentabilidad.

7 de julio de 2015

RESUM

La implantació de mètodes de producció d'energia nets i renovables és un dels reptes més importants de l'actualitat, a causa de l'esgotament dels recursos fòssils i a la creixent contaminació global. El principal pas per a que aquesta implantació es produïska és augmentar la rendibilitat d'estes fonts d'energia, millorant la seua competitivitat.

Per a solucionar este problema és molt important la generació de mètodes que ajuden a optimitzar el disseny d'estes instal·lacions, i així minimitzar els costos que estes comporten. En este projecte es desenrotlla un mètode d'optimització del disseny de plantes fotovoltaïques per a aconseguir el menor cost per unitat d'energia produïda.

En primer lloc s'ha fet una investigació exhaustiva, per mitjà de la recopilació de diversos articles científics, dels estudis realitzats anteriorment en matèria d'optimització de les instal·lacions fotovoltaïques. Açò permet destacar l'originalitat de la proposta del present treball. Amb les dades obtingudes d'aquesta investigació, i especificant les millores que es poden aportar als mètodes abans desenvolupats, es procedix a generar una funció de Matlab que determine el disseny òptim de cada instal·lació dependent de les seues característiques.

Per a això s'han construït dos ferramentes informàtiques: un model de la instal·lació que permet estimar la seua producció, així com una xarxa neuronal que permet estimar el seu cost, en ambdós casos en funció de les seues característiques bàsiques, que es troben fàcilment accessibles a l'inici del disseny d'una instal·lació.

El model construït en Matlab permet estimar la producció a partir de les característiques del panell disponibles en el seu full de característiques, la potència nominal de l'inversor, i l'estimació del rendiment de la resta d'elements. Per a validar el model, s'han pres dades d'irradiàncies, temperatura ambient i producció en una instal·lació real, al llarg d'un any, comparant-los amb els valors estimats que proporciona el model. S'han analitzat les possibles divergències en les condicions d'irradiància i temperatura, així com en la potència generada pel camp solar. D'esta manera s'ha pogut corroborar l'elevat nivell de precisió del model.

La construcció de la xarxa neuronal part de l'anàlisi de més de trenta pressupostos d'instal·lacions fotovoltaïques, la qual cosa ha permés dissenyar i entrenar la xarxa neuronal. A més, per a comprovar la seua validesa, s'han dissenyat dos instal·lacions tipus, per a després analitzar element a element el cost total de la instal·lació utilitzant preus reals de mercat, comparant després estos pressupostos amb què dona com resultat la xarxa. Resulta rellevant l'exactitud en el càlcul dels costos d'inversió per a construir la planta projectada obtinguda per la xarxa neuronal.

Finalment, el programa permet, considerant les característiques de la instal·lació (nombre d'inversors, disposició dels mòduls, potència nominal de l'inversor, etc), variar la potència pic, i generar una corba que mostra el quocient entre cost i producció, indicant al dissenyador la potència pic del camp solar a implantar que minimitza el dit quocient, optimitzant la seua rendibilitat.

7 de julio de 2015

ABSTRACT

The introduction of clean and renewable energy production methods is one of the most important challenges nowadays, due to the depletion of fossil fuels and the increasing global pollution. The main step for this introduction to be produced is to increase the profitability of these sources of energy, improving their competitiveness.

In order to solve this problem it is very important the generation of methods that can help to optimize the design of these photovoltaic installations, and in this way minimize the cost that they involve. In this Project a new design optimization method for photovoltaic plants is developed to get the pick power that reaches the minor cost of the produced energy.

Firstly a research, by compiling more than twenty scientific articles, of other studies about photovoltaic installations optimization has been done, by compiling some scientific articles. This allows highlighting the originality of this work proposal. With the data obtained, and specifying the improvements that can be provided, a Matlab function is generated to determine the optimal design of an installation depending on its features.

In order to do this two informatics tools has been built, an installation model that allows estimating the production, and a neural network that estimates its cost, in both cases in function of its basic features, which can be found easily at the beginning of the installation design.

The Matlab model allows estimating the production from the data-sheet features, inverter nominal power, and performance estimation. To estimate the production of the installation real data of irradiance, temperatures and power has been compared with the estimated data that is used in the model, analyzing variations in irradiance, temperatures and power generated. This study has been made in order to verify the model high accuracy.

A neural network has been designed by means of the study of more than thirty installation budgets, what has allowed designing and training the neural network. Besides, two examples of installations have been designed to verify the neural network generated, by means of analyze element to element the total cost of each installation with real prices in the market, comparing these with the results of the neural network. The accuracy of the costs calculus results relevant to build the projected plant.

Finally, this software allows, considering plant features (inverters number, modules disposition, pick power, nominal power of the inverter, etc), changing pick power, and generating a curve that shows the relation between cost and production, indicating the solar field pick power to be implemented that minimizes that relation, optimizing its profitability.

7 de julio de 2015

ÍNDICE

1. Introducción	7
2. Estado del arte	9
2.1. Estudio de artículos científicos	9
2.2. Aportación a la tecnología	27
3. Modelo de optimización de Matlab	28
2.1. Explicación del modelo	28
2.2. Validación del modelo	40
4. Red neuronal (función de costes)	61
5. Diseño de modelos de instalación y cálculo de la inversión necesaria.....	67
5.1. Instalación 1MW Inversor Central	67
5.2. Instalación 1MW Inversores Distribuidos	89
5.3. Presupuestos de las instalaciones tipo.....	106
6. Conclusión resultados del modelo	109
7. Bibliografía y referencias.....	111

7 de julio de 2015

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En materia de energía hoy en día, uno de los retos más importantes de la tecnología es la implantación de métodos de producción renovables y limpios, para combatir la contaminación generada por los combustibles fósiles consumidos mayoritariamente, así como para suplir su utilización debido a su inminente agotamiento.

Uno de los principales obstáculos para el crecimiento de estos tipos de energía es la rentabilidad. Las fuentes de energía fósiles resultan mucho más baratas en comparación con las renovables, y esto hace que la implantación de estas fuentes limpias se esté produciendo de una forma mucho más lenta.

En el caso de la energía fotovoltaica este es el principal problema para su desarrollo, ya que tanto los módulos como los inversores necesarios para su funcionamiento tienen un alto coste, si se comparan con la energía final producida.

En los últimos años se han producido grandes avances en este sentido, disminuyéndose los costes de las placas solares de forma casi exponencial, llegando a costar un módulo del orden del 10% de lo que costaba hace 10 años.

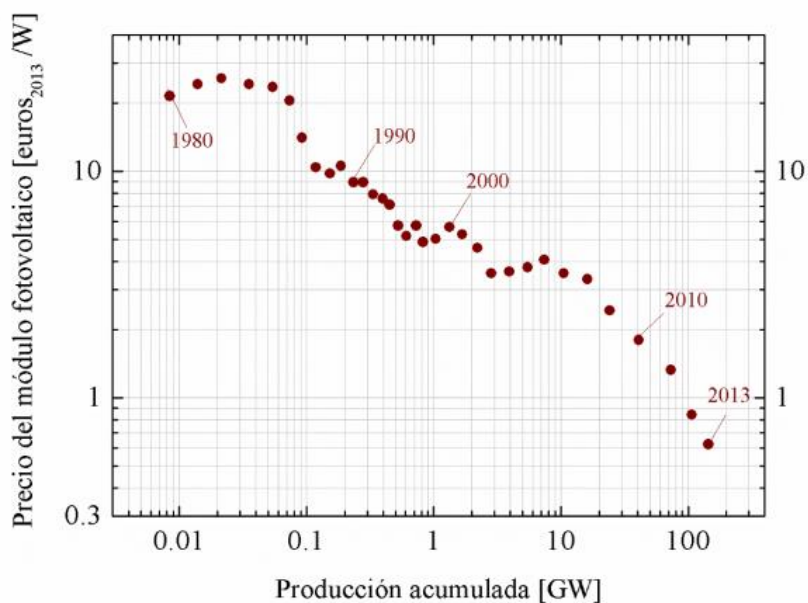


Figura 1.1 [58]: Evolución del precio unitario del módulo fotovoltaico

7 de julio de 2015

Según datos de IHS, debido a la reducción de costes, el mercado de las instalaciones fotovoltaicas crece en 2015 a una tasa de entre un 16 y un 25% (aproximadamente 50 GW instalados), impulsados especialmente por los mercados de China, Japón y Estados Unidos (además de otros emergentes, como Chile y Sudáfrica). Para fortalecer la competitividad de esta energía frente al resto del pool, resulta clave aumentar su rentabilidad.

Con este fin se han realizado en la última década múltiples estudios, buscando aportar un método que resulte útil para diseñar de forma óptima las instalaciones fotovoltaicas, disminuyendo los costes de inversión inicial y mejorando así la rentabilidad de estos sistemas de producción.

El presente proyecto plantea investigar la mejora de la rentabilidad a través del diseño de la instalación, determinando la magnitud óptima del campo solar para minimizar el coste de la energía producida.

El objetivo es poder determinar el diseño óptimo, caracterizado por el sobredimensionado de la instalación con respecto a la potencia nominal de inversor, para así poder maximizar la rentabilidad de la planta.

Para conseguir este propósito, en primer lugar se procederá a realizar un estudio de las investigaciones realizadas hasta la fecha en materia de optimización de los sistemas fotovoltaicos, y recopilar posibles estrategias a seguir para generar un método propio de optimización, así como determinar las posibles aportaciones que se pueden realizar para mejorar los sistemas diseñados anteriormente. Mediante las conclusiones obtenidas de este estudio, en el capítulo tercero del presente proyecto se procederá a diseñar una función con la herramienta informática Matlab, la cual sea capaz de determinar el diseño óptimo a utilizar en una instalación, dependiendo de las características de ésta.

Además se realizará una comprobación de la exactitud de la estimación de la producción que realiza la función diseñada. Para ello se utilizarán datos reales proporcionados por los equipos de medida de una instalación española, referentes a las condiciones de irradiancia, temperatura y potencia producida, y se compararán con los datos históricos utilizados (obtenidos mediante la herramienta PVGIS) y con las estimaciones resultantes.

Posteriormente, en el capítulo cuarto se procederá a diseñar una red neuronal que consiga mejorar el cálculo de la inversión necesaria para la construcción de una instalación. Para ello se hará un estudio de más de 30 proyectos de plantas fotovoltaicas y de sus correspondientes presupuestos.

Con la finalidad de validar el funcionamiento de la red neuronal se realizará el diseño de dos instalaciones tipo para, estudiando elemento a elemento sus precios de mercado reales, calcular el coste total de la instalación y compararlo con el obtenido por la red.

El resultado perseguido con este proyecto es facilitar el proceso de diseño de una instalación fotovoltaica, indicando al diseñador la magnitud óptima del campo solar a implantar dependiendo de las características de la instalación (número de inversores, disposición de los módulos, potencia pico, potencia nominal del inversor, etc).

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Para tener una perspectiva de la evolución de la tecnología fotovoltaica en los últimos años, sobre todo en el estudio de la optimización del diseño de las plantas, se ha hecho una recopilación de los artículos científicos más importantes que se han publicado en esta materia. De esta forma se ha hecho un estudio de todos los avances que se han ido desarrollando, y de cómo se pueden mejorar las investigaciones ya realizadas con el trabajo que se expone en este documento.

2.1. ESTUDIO DE ARTÍCULOS CIENTÍFICOS

El estudio realizado se remonta a las primeras tecnologías de optimización que surgieron al principio de la década de los 90, cuando todavía las placas fotovoltaicas no se habían desarrollado convenientemente y se necesitaba incentivar su utilización aumentando la producción.

En los comienzos de la industria fotovoltaica el criterio principal que se utilizaba para el diseño de las instalaciones era el "Levelized Busbar Energy Cost", pero este no tenía en cuenta la dependencia temporal de la producción de la planta. Esto condujo a la determinación del valor de la planta en términos tradicionales de utilidad, que introdujo en 1991 Hoff [1] con un estudio en el que demostraba que el uso de plantas más pequeñas descentralizadas proporcionan más valor a la instalación. Para ello utiliza un método de cálculo de la producción en el que tiene en cuenta dos días tipo, pico y típico, y así facilita la inclusión de variaciones estacionales.

El estudio de los costes lo aborda Stolte en 1993 [2], el cual investiga sobre los costes a corto plazo de tres tecnologías solares. Según éste la fotovoltaica es la que presenta menores costes de energía, en concreto estudia la tecnología de célula "thin-film copper indium diselenide" (CIS). También se desarrollan en este trabajo los procesos de fabricación de los módulos, para lo que un código de ordenador es utilizado para modelar las operaciones de la fábrica y estimar los precios de venta de los módulos.

Las ecuaciones del modelo de Stolte calculan la eficiencia de conversión de la célula en función del flujo de radiación, la temperatura, el rendimiento del sistema de refrigeración, y las pérdidas variables y fijas. Existen incertidumbres en todas las estimaciones de coste y rendimiento; para estimar el impacto de éstas se ha desarrollado un análisis de riesgo usando el programa informático @RISKTM. La relación Beneficios/Coste calculada es menor de la unidad en todos los casos (esto indica que no hay viabilidad económica en estas tecnologías), pero, si se incluyen en la balanza los beneficios medioambientales potenciales asociados a la reducción de combustibles fósiles, SO₂, NO_x y CO₂, esta relación aumenta.

A continuación, empiezan a aparecer nuevos métodos de análisis, como el que expone Fahmy en 1994 [3]. Este propone una técnica de diseño mediante un análisis combinado de aproximación jerárquica (para simplificar los sistemas de gran escala) junto con programación N.L. Es aquí donde se introducen los problemas de optimización compuestos por sistemas de funciones multiobjetivo (el sistema utilizado está compuesto de 11 variables de decisión). La clave de esta técnica es transformar el complicado sistema estocástico que conforma el problema (basado en probabilidades, ya que los valores que se podían obtener sobre irradiación en esa época no eran exactos) en uno simple determinístico, además de ofrecer una gran flexibilidad a la hora de seleccionar las restricciones. La función objetivo de este método es encontrar el punto de operación de mínimo coste que maximiza el total de energía generada.

Uno de los problemas más importantes hasta este momento para el diseño de plantas fotovoltaicas era la falta de datos en las especificaciones facilitadas por los fabricantes, tanto en el caso de los módulos como en el de otros elementos como el inversor. Es necesario incluir toda la información necesaria para facilitar el diseño de un sistema óptimo y seguro. En las hojas de especificaciones anteriores no se incluía más que algunas características eléctricas más o menos correctas en condiciones de Test Estándar (STC). Esta situación sirvió como punto de partida para que diversos organismos del sector estandarizaran el mínimo de información a incluir en las hojas de especificaciones.

Este esfuerzo conjunto es repasado por Knaupp en 1996 [4], en cuyo estudio se resumen las principales aportaciones a las nuevas hojas de especificaciones:

- Perfil del rendimiento del módulo fotovoltaico en función de la irradiancia. Este depende fuertemente de las características de la célula. Esta propiedad es muy importante a valores bajos de irradiancia (200W/m^2), como el comportamiento con radiación difusa.

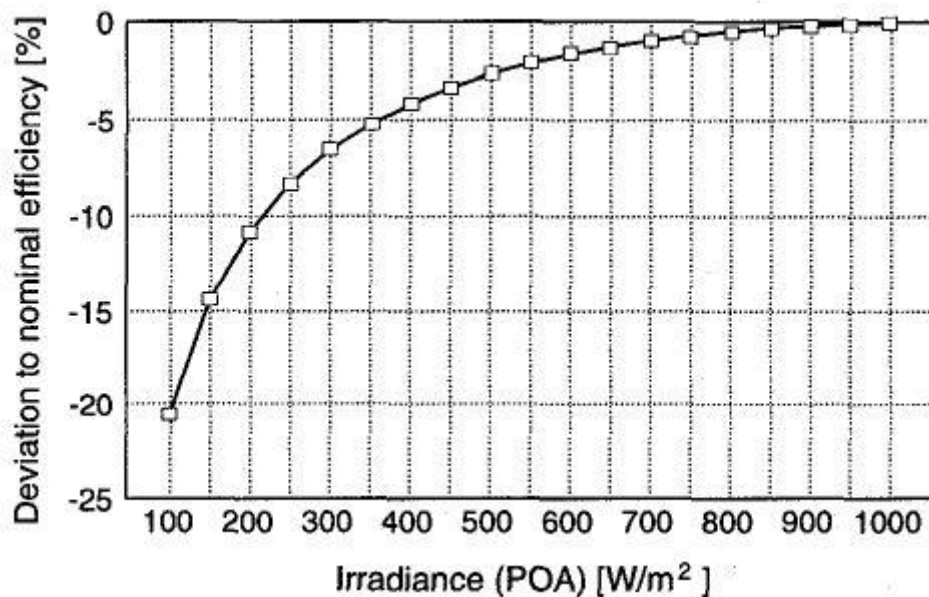


Figura 2.1 (Figura 1 [4]): Variación del rendimiento nominal de un módulo

7 de julio de 2015

- Características mecánicas.
- Valores característicos del comportamiento térmico. Los valores de tensión y corriente dependen de la temperatura de operación, así como la energía producida.

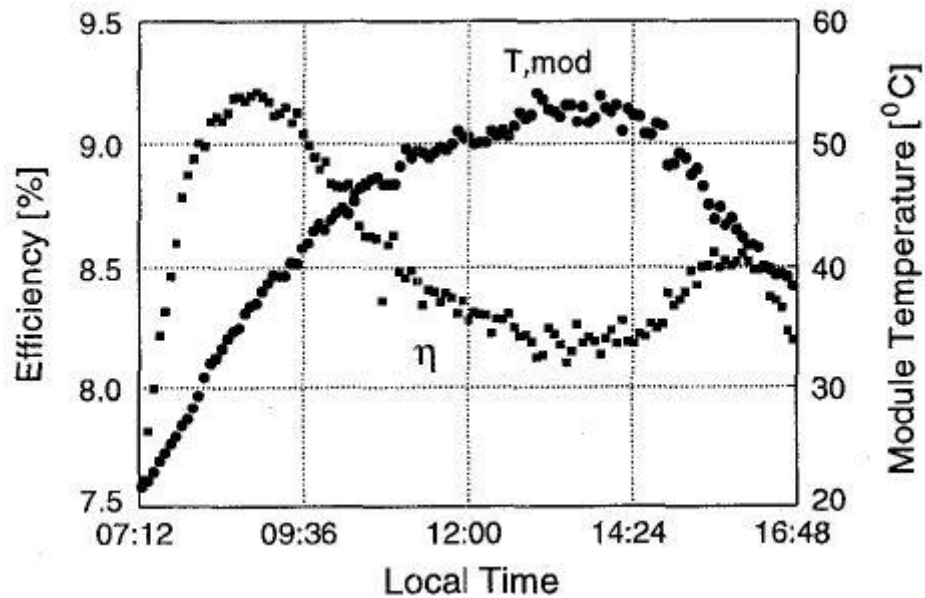


Figura 2.2 (Figura 4 [4]): Temperatura de operación del módulo y perfil de rendimiento en un día claro

- Características para una integración óptima del sistema. Valores permisibles de tensión y clasificación de protección para garantizar la seguridad eléctrica. La corriente inversa límite es uno de los valores incluidos; presenta gran importancia a la hora de estudiar la protección contra cortocircuitos y la necesidad de implantar diodos de bloqueo.
- Garantía de potencia. Valores de tolerancia en cuanto a la producción nominal del módulo fotovoltaico.

También se realizan estudios centrados únicamente en la optimización geométrica de la instalación. Este es el caso de Weinstock [5], que en 2002 realizó una investigación sobre las variables geométricas que afectan a la planta, efectos de sombreado, pendiente del terreno y la altura, longitud y anchura de los colectores. Se estudia la distribución que maximiza la energía producida, número de líneas o strings, distancia entre líneas, etc

A partir del comienzo del siglo XXI toma importancia el concepto de plantas distribuidas (configuraciones de suministro eléctrico separadas, paralelas entre ellas, conectadas a la red) como método más eficiente de producción y de aprovechamiento de la radiación incidente, en detrimento de las comunes macrocentrales instaladas hasta la fecha.

En 2005, Matics [6] realiza un estudio basado en la creación de una herramienta de simulación que permita investigar la interacción entre diferentes fuentes de suministro y su conexión a la red eléctrica mediante métodos de alta resolución temporal.

Hasta este momento, las metodologías utilizadas usaban técnicas de programación lineales, las cuales necesitan grandes esfuerzos para llegar a la solución óptima. Es a partir del final de la década de los 2000 cuando se introduce el uso de algoritmos más complejos para la resolución de estos problemas de optimización.

Uno de estos algoritmos es el algoritmo genético (GA), el cual se utiliza en el método planteado por Kornelakis en 2009 [7]. Su estudio desarrolla de forma muy completa todos los factores que afectan al diseño de la instalación (incluso distribución óptima de los elementos en el espacio y con respecto a los inversores). En esta investigación se hace referencia a otros métodos anteriores en los que no se tienen en cuenta muchos aspectos que pueden ser determinantes, como los tipos de módulos o inversores utilizados, el coste del suelo,... y que en cambio en este algoritmo sí se introducen como variables.

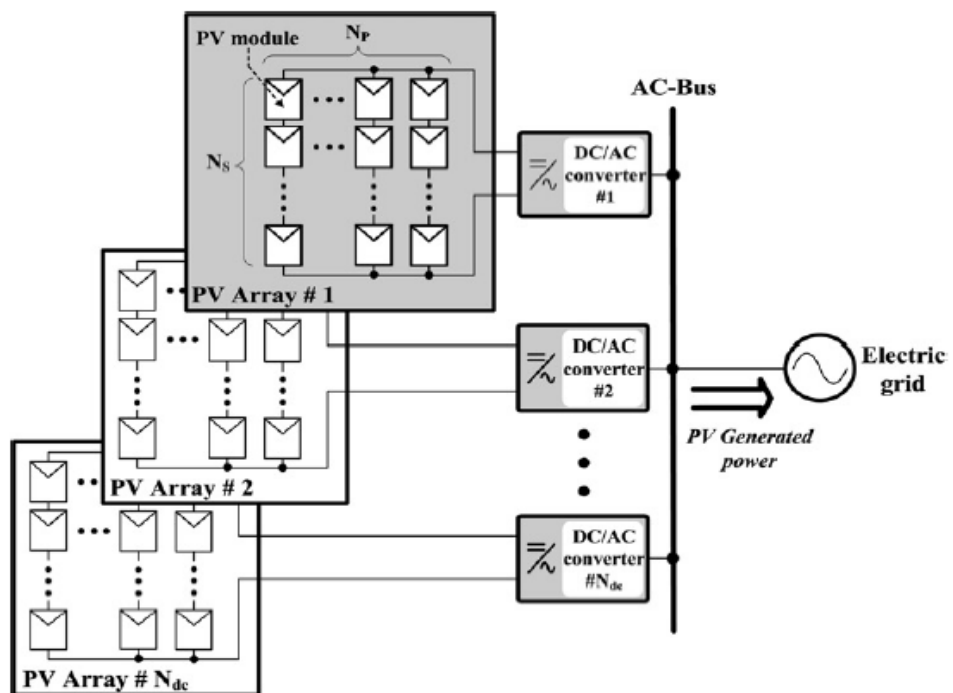


Figura 2.3 (Figura 1 [7]): Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a red

El método utilizado por Kornelakis persigue obtener el valor óptimo del "Sizing Ratio" (Sobredimensionado: variable de diseño que se refiere a la relación entre la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia del inversor). Según este estudio depende en mayor medida de las condiciones de irradiación y de la eficiencia del o de los inversores, aunque también del coste de los equipos y de la orientación del string de paneles. De esta investigación se puede extraer que un "Sizing Ratio" de un valor entre 1.2 y 1.5 sería una solución efectiva para la mayoría de sistemas.

7 de julio de 2015

En el trabajo que se describe en este proyecto la principal variable de diseño es este sobredimensionado, de forma que para calcular el valor óptimo se realiza una iteración con diferentes valores de "Sizing Ratio" hasta alcanzar la configuración que consigue el mínimo precio al que vender la energía para que ésta resulte rentable.

En el estudio realizado por Kornelakis se presenta una metodología para el diseño óptimo de plantas fotovoltaicas, cuyo propósito es sugerir, entre una lista de elementos disponibles comercialmente, los valores de:

- Número óptimo y tipo de equipos (módulos e inversores)
- Valores óptimos de los detalles de la instalación
- Angulo "tilt" del módulo fotovoltaico
- Distribución óptima de los módulos en el espacio

De esta forma se conseguirá maximizar el beneficio económico neto total conseguido durante la vida útil del sistema.

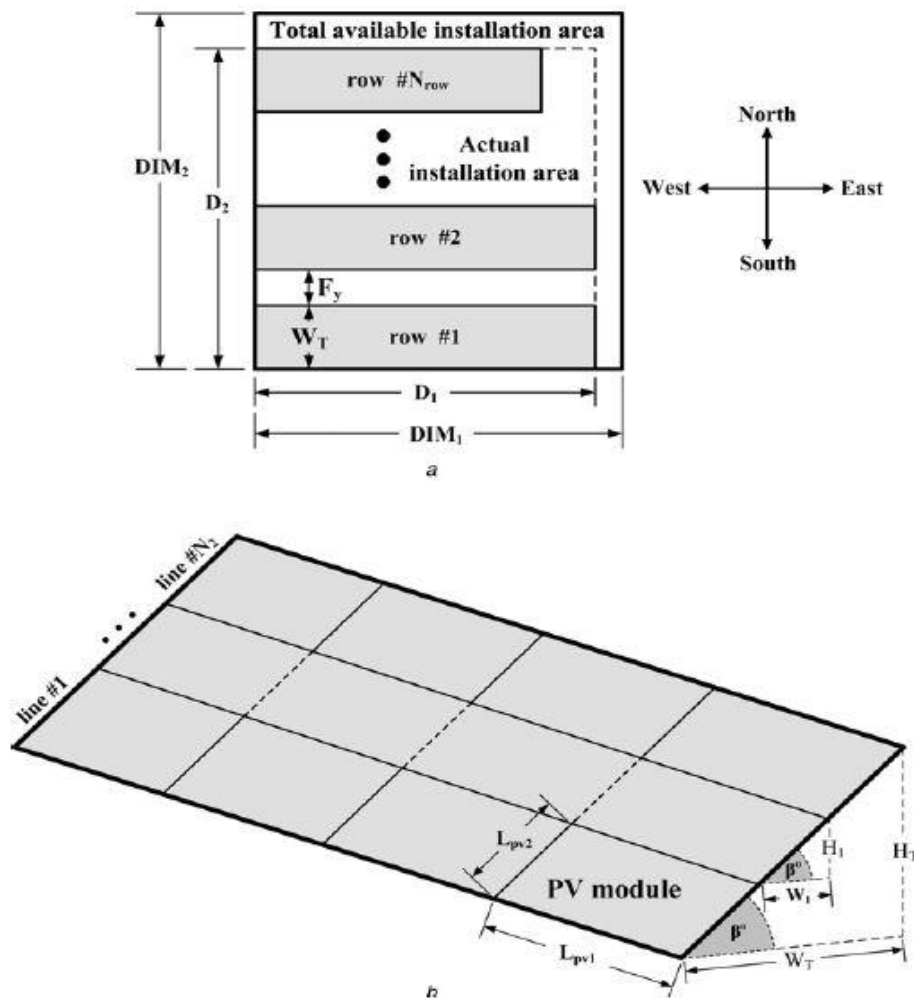


Figura 2.4 (Figura 4 [7]): Disposición de los módulos fotovoltaicos

7 de julio de 2015

En este trabajo se genera un modelo de comportamiento de los módulos para calcular valores de intensidad, voltaje y potencia producida, se calcula el número de módulos a colocar en serie y en paralelo para cumplir las restricciones del sistema, además de realizarse un estudio geométrico de la disposición de los bloques de paneles para que no se produzcan sombreados entre ellos.

En el apartado económico se introducen ecuaciones para el cálculo del coste de la instalación de la estructura soporte, así como del área requerida por la instalación, los módulos y los inversores, sin tener en cuenta otros costes (obra civil, cableado, protecciones,...) que dependen de otros muchos factores.

Ya al comienzo de nuestra década se introdujeron conceptos que se siguen utilizando hoy en día como funciones objetivo a maximizar en los métodos de optimización, como son el "Levelized Cost Of Energy" (LCOE) y el "Performance Ratio" (PR).

El LCOE es una medida usada en el mercado eléctrico para evaluar el punto de equilibrio comercial de las tecnologías energéticas alternativas. Este se calcula como la relación entre el coste de la instalación y la producción eléctrica de la planta durante su vida útil. El concepto de Performance Ratio se explicará más adelante.

Uno de los primeros artículos en introducirlos fue el de Kerekes en 2011 [8], el cual desarrolla un estudio detallado de las características del inversor, valores característicos y variaciones de potencia dependiendo de la altura y la temperatura (con el uso de GAs). Dentro de éste se diferencian distintos tipos de configuración de los inversores:

- Inversor central: >50kW, eff=97%
- Multi-String: 5-8kW, con dos o tres entradas cada uno con un MPPT independiente, eff=96%
- Mini-Central: 10-20kW, eff=98%, consisten en inversores string conectados para formar una salida trifásica

Además, Kerekes genera un modelo en el que tiene en cuenta la variación del rendimiento del inversor en función del nivel de la potencia de entrada (característica que afecta fuertemente a la energía producida), además de investigar el hecho de que un sombreado parcial de los paneles puede producir grandes cambios en la potencia generada.

Con el conocimiento por parte de la industria de la posibilidad de reducir costes aprovechando las economías de escala, se comenzaron a construir plantas fotovoltaicas de gran tamaño. Pero éstas, a diferencia de las aplicaciones de pequeñas generaciones distribuidas, necesitan capacidad de potencia reactiva para el control del voltaje, una rápida desconexión de la red frente a una perturbación y aislamiento intencionado. Esto es debido a que las variaciones en la potencia de salida causan frecuentes cambios de tensión y excesivas operaciones en los reguladores.

Estos nuevos retos que plantea la tecnología son estudiados por Camm en 2011 [9], quien investiga los cambios de diseño de los inversores que están experimentando las grandes plantas para cumplir con los requisitos de interconexión a red. En este artículo se incide en el requerimiento que tendrán

7 de julio de 2015

las nuevas plantas proyectadas de presentar las características antes citadas (capacidad de potencia reactiva, rápida desconexión y aislamiento intencionado) para que se asegure un buen conexionado.

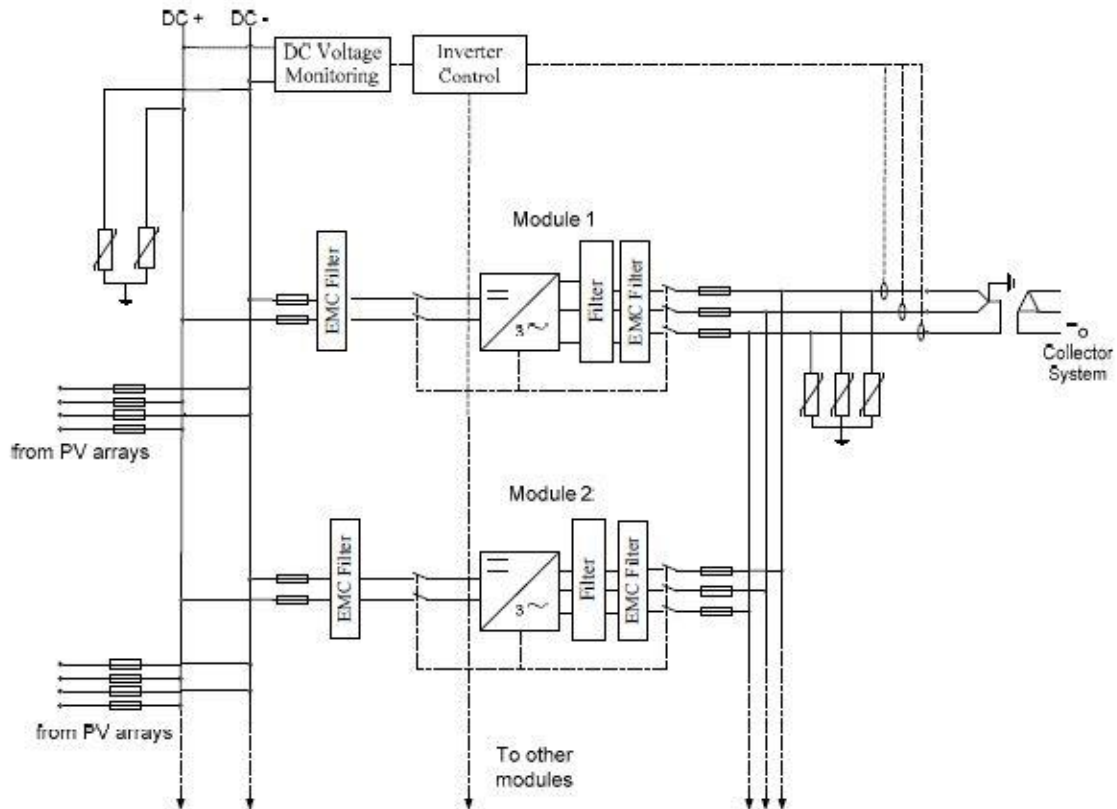


Figura 2.5 (Figura 1 [9]): Arquitectura eléctrica del sistema de baja tensión de una planta fotovoltaica

En el diseño de sistemas fotovoltaicos es importante conocer la disponibilidad de suministro de potencia, ya que esta está directamente relacionada con la confiabilidad del sistema. Aunque los sistemas de gran confiabilidad (seguridad) se traducen en una gran inversión inicial, por lo que no suelen ser factibles.

Esta disponibilidad se puede expresar en forma de un valor estadístico que es la probabilidad de pérdida de carga (LLP). Esta es la proporción del déficit de energía anual frente a la demanda anual. Es un concepto que indica la probabilidad de que el sistema falle o no sea capaz de suministrar el consumo requerido.

En algunas investigaciones se introduce este concepto para servir de base a una nueva metodología para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Muchas referencias utilizan soluciones gráficas para minimizar esta variable.

En 2011 Khatib [10] desarrolla fórmulas de optimización para elegir el número de módulos, capacidad de las baterías, capacidad del inversor y ángulo de inclinación del módulo buscando alcanzar la pérdida de carga requerida, sin la necesidad de recurrir a métodos gráficos. Se utiliza un

complejo algoritmo de optimización, el cual hace hincapié en la gran dependencia del rendimiento y tamaño del sistema fotovoltaico en las variables meteorológicas como la energía solar y la temperatura ambiente. Es por ello que se realizan estudios extensivos en esta materia en este artículo.

Además de la tradicional tecnología PV de células fotovoltaicas, existen también las plantas CPV, concentradoras, que se caracterizan porque los módulos tienen espejos en su superficie que concentran la luz en pequeñas celdas muy eficientes. Estos sistemas utilizan una parte de la radiación diferente a los típicos módulos fotovoltaicos planos.

Este tipo de instalaciones son las que estudia Xu Chen [11] en su trabajo realizado en 2011, donde tiene en cuenta los factores diferenciadores de este tipo de instalaciones a la hora de implementar una estrategia de dimensionamiento de los inversores. Este estudio describe una metodología que optimiza el retorno financiero del proyecto.

Frente a las nuevas configuraciones en el conexionado de los inversores, necesarias en la instalación de grandes plantas fotovoltaicas, se desarrollan nuevos métodos de optimización que consideran el impacto del número de componentes, así como del tipo y cómo están distribuidos, buscando reducir el coste por Watio de la instalación (minimizar el coste de la energía producida).

Uno de ellos es el introducido por Kerekes en 2013 [12], el cual se centra sobre todo en el estudio de la distribución serie-paralelo de los módulos para que los límites de tensión y corriente del inversor no sean sobrepasados en el caso de grandes plantas fotovoltaicas. Además, introduce una mejora importante respecto a estudios anteriores, al generar una función de cálculo del capital necesario en la que incluye coste de inversión y coste de mantenimiento, cada uno de ellos subdividido en diferentes precios unitarios para tener en cuenta el máximo número de variables (aunque no del todo completo), y al tener en cuenta las amortizaciones y los tiempos de vida medios. Sin embargo, sigue presentando el problema de no tener en cuenta algunos factores importantes, como la disposición de los inversores o la instalación en cubierta o suelo, a la hora de calcular el coste total de la inversión inicial.

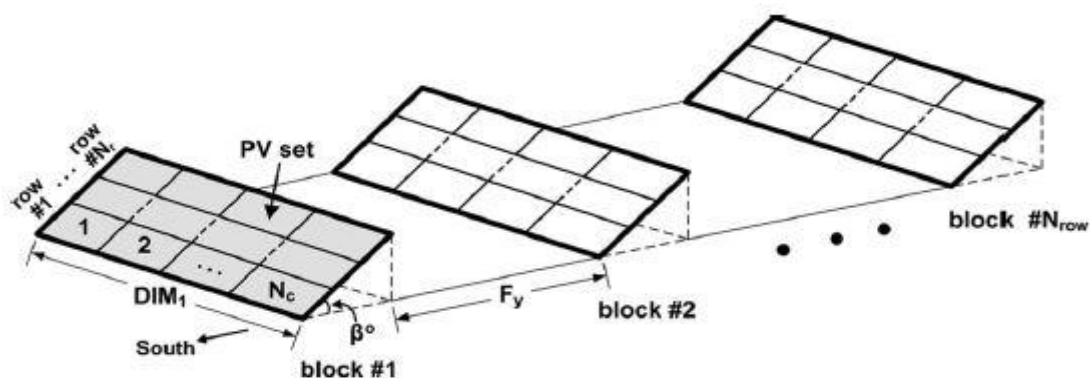


Figura 2.6 (Figura 2 [12]): Disposición de los bloques generadores en el área de instalación disponible y la clocación de los strings en cada bloque

Algunos estudios realizados también generan herramientas para la estimación de la radiación solar incidente, al ser complicado obtener datos reales del emplazamiento donde se quiere proyectar.

Esta es la principal característica del trabajo de Khare en 2013 [13], el cual introduce en su investigación un método alternativo de estimación de la radiación incidente. Para ello detalla una ecuación para convertir la hora estándar local en hora aparente local y así eliminar los errores por desfase horario.

Este hace especial hincapié en la creciente necesidad del estudio de esta tecnología en vista de que el coste de esta está disminuyendo rápidamente durante los últimos años con las mejoras tecnológicas y la implantación de economías de escala en la producción, ya que se ha demostrado que la aplicación de estos sistemas tiene un gran potencial para suplir las necesidades energéticas de una forma efectiva en cuanto a costes mediante la utilización de una estrategia de diseño óptima.

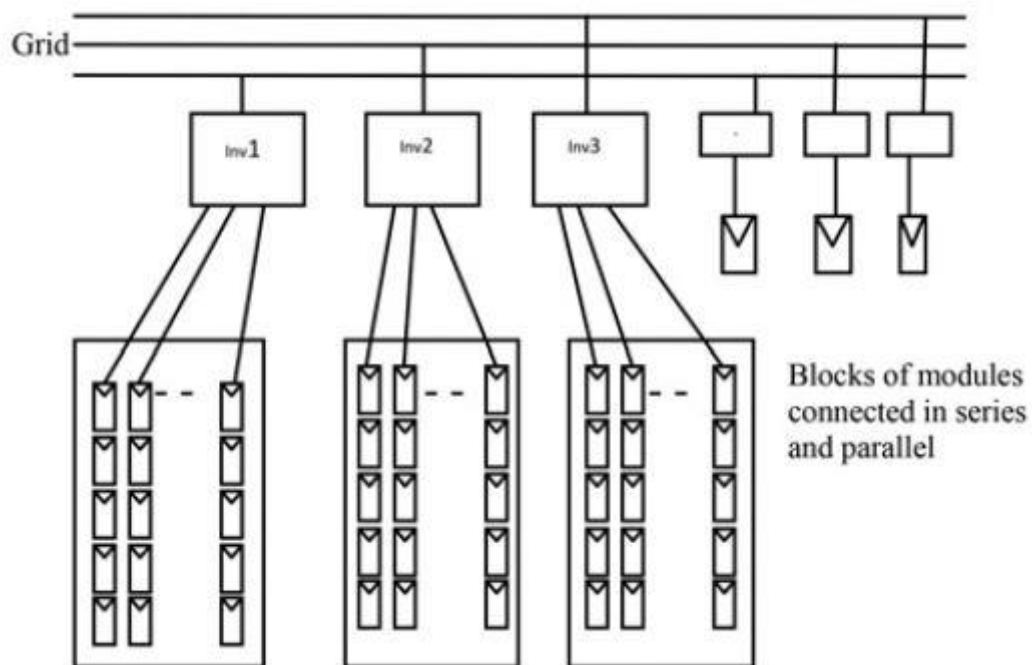


Figura 2.7 (Figura 3 [13]): Diagrama de conexiones paralelo y serie de los bloques

Mediante un algoritmo de Matlab que utiliza el método PSO (Particle Swarm Optimization) calcula la potencia de salida del sistema en función del estudio de una serie de fases en la instalación y sus rendimientos:

- Filling Factor para el módulo
- Rendimiento del inversor
- Rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)

7 de julio de 2015

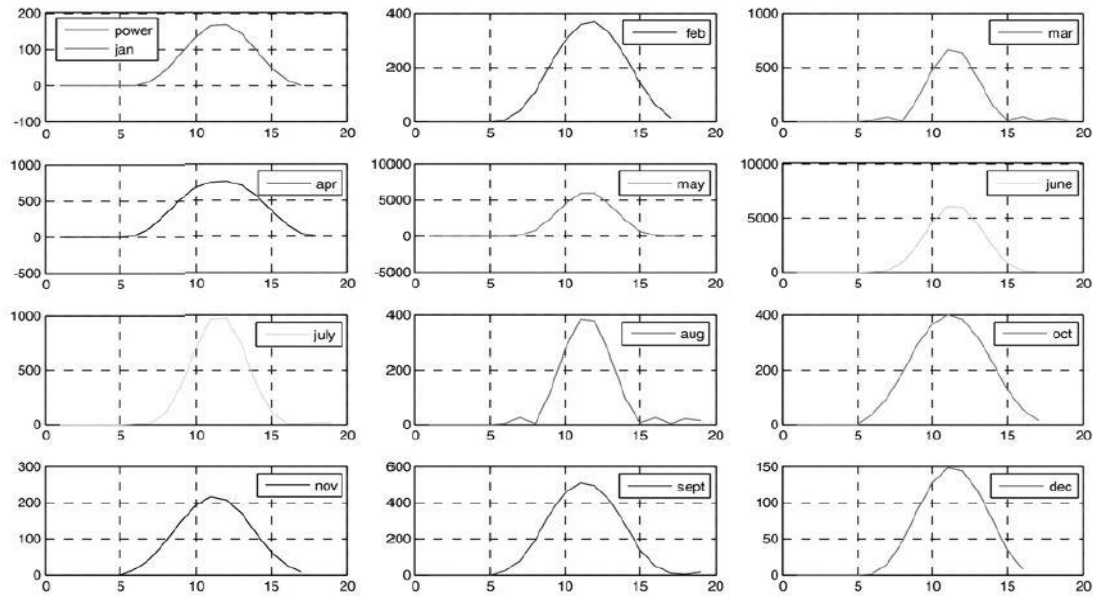


Figura 2.8 (Figura 6 [13]): Potencia producida durante las horas de sol

A la hora de optimizar el diseño de una instalación también es muy importante estudiar la eficiencia de ésta y de qué parámetros depende, para así, mediante un estudio pormenorizado, encontrar los puntos críticos y mejorar el proceso de diseño.

En este concepto se basa el trabajo realizado por Ghiani en 2013 [14], en el cual se investiga en el concepto del Performance Ratio (PR), una de las variables más importantes a la hora de evaluar la eficiencia de una planta fotovoltaica y que consiste en una medida no dimensional que describe la relación entre la producción de energía actual y la teórica, mediante el desglosado de las diferentes pérdidas que se pueden encontrar en la instalación y sus posibles valores.

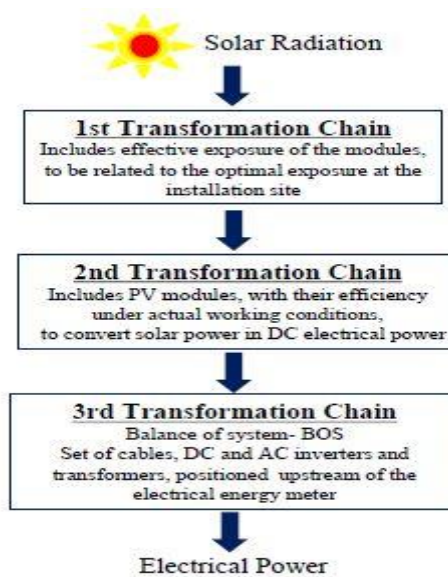


Figura 2.9 (Figura 2 [14]): Cadena de transformación de la energía en una planta fotovoltaica

Define los diferentes parámetros de rendimiento que pueden ser usados para definir el rendimiento global de la instalación con respecto a la producción de energía, la irradiación solar y el impacto de las pérdidas de energía en la totalidad del sistema.

Con este estudio puede afirmar que las plantas de alto rendimiento pueden alcanzar valores de PR mayores de 80%, y además incluye el desglose de los diferentes rangos de variación del rendimiento de la instalación para cada configuración implantada.

Según su investigación, los siguientes factores medioambientales y eléctricos pueden tener una influencia sustancial en el valor del Performance Ratio:

- Irradiación solar variable
- Temperatura del módulo fotovoltaico
- Disipación de potencia del módulo
- Sombreado del módulo
- Pérdidas en el cableado, cajas de conexionado y circuitos
- Eficiencia del inversor
- Eficiencia del transformador

Todos estos parámetros que pueden influir en la producción deben ser analizados para encontrar los puntos críticos referentes a la optimización del diseño de la instalación, por ello todos los métodos surgidos en adelante tienen en cuenta estas variables dentro de los algoritmos desarrollados.

Source of losses - derating factor	Range of variation
d.c. cable losses - η_{cdc}	99,7% ÷ 99,8%
d.c. junction boxes and switchboards - η_{jdc}	99,8% ÷ 99,9%
diode losses - η_d	99,55% ÷ 99,62%
inverter losses - η_{INV}	95,5% ÷ 98,0%
a.c. cable losses - η_{cac}	99,7% ÷ 99,8%
a.c. switchboards - η_{jac}	99,8% ÷ 99,9%
transformer losses - η_T	96,00 ÷ 98,00%

Figura 2.10 (Tabla 2 [14]): Factores de rendimiento de cada una de las fuentes de pérdidas eléctricas

Un estudio pormenorizado de las pérdidas eléctricas le lleva a la clasificación de éstas dependiendo de la fuente que las produce:

- Cableado continua
- Cajas de conexión continua
- Pérdidas en diodos de bloqueo
- Inversor

7 de julio de 2015

- Cableado alterna
- Cajas de conexión alterna
- Transformador

En las conclusiones obtenidas por Ghiani destaca el hecho de que la principal fuente de pérdidas la encuentra en el acondicionamiento de potencia del inversor, los diodos de bloqueo y los transformadores de baja-baja o baja-media tensión.

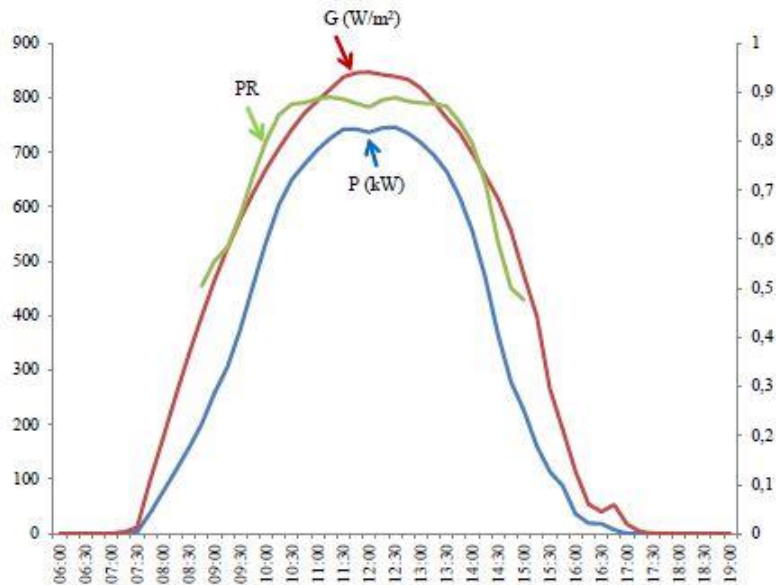


Figura 2.11 (Figura 7 [14]): Variaciones diarias del “Performance Ratio”

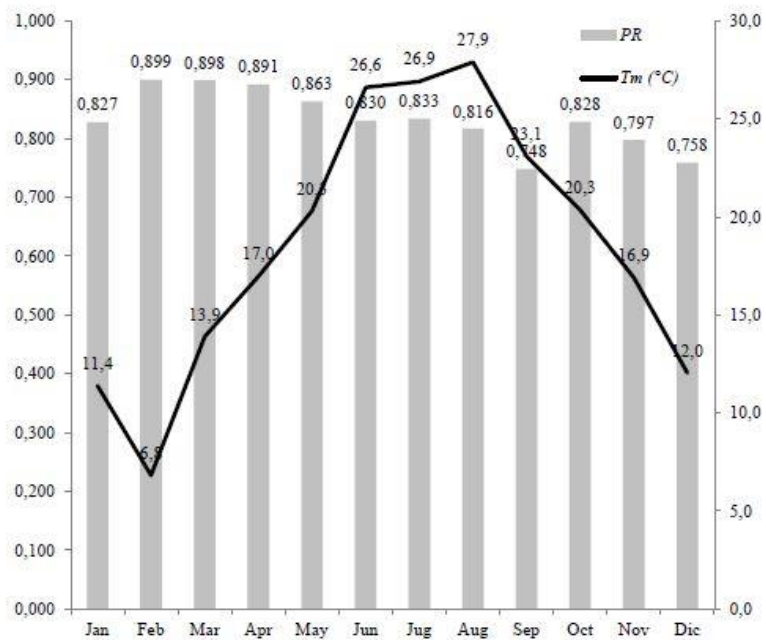


Figura 2.12 (Figura 9 [14]): Variaciones mensuales del “PR” y de la temperatura media

7 de julio de 2015

En cuanto al problema de la conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas se han desarrollado múltiples estudios que detallan la importancia de la seguridad del sistema, la calidad de la potencia, y de la implementación de protección y sincronización con la red. Las nuevas políticas sobre inyección de potencia reactiva a la red hacen necesario el desarrollo de algoritmos de control para cumplir con el reglamento de forma eficiente.

En 2013 Romero [15] presenta una visión general de las soluciones que se desarrollan actualmente para su aplicación en sistemas fotovoltaicos conectados a red, centrándose en las principales topologías usadas en el procesamiento de potencia fotovoltaica.

Este artículo da una descripción general de los elementos electrónicos necesarios para conectar este tipo de plantas a la red de una forma eficiente y segura, describiendo sus componentes, estructuras, algoritmos de control, y funciones. Detalla también un estudio exhaustivo de las diferentes configuraciones de la red de módulos y sus características:

- Centralizada: un alto número de paneles están conectados en configuración serie- paralelo.
- String: cada string está conectado a un inversor individual.
- Multistring: cada string tiene un seguidor de máxima potencia.
- Módulos AC: cada módulo incorpora un convertidor DC-AC.
- Modular: los seguidores del punto de máxima potencia (DC-DC) y los inversores se conectan a un bus de corriente continua común.

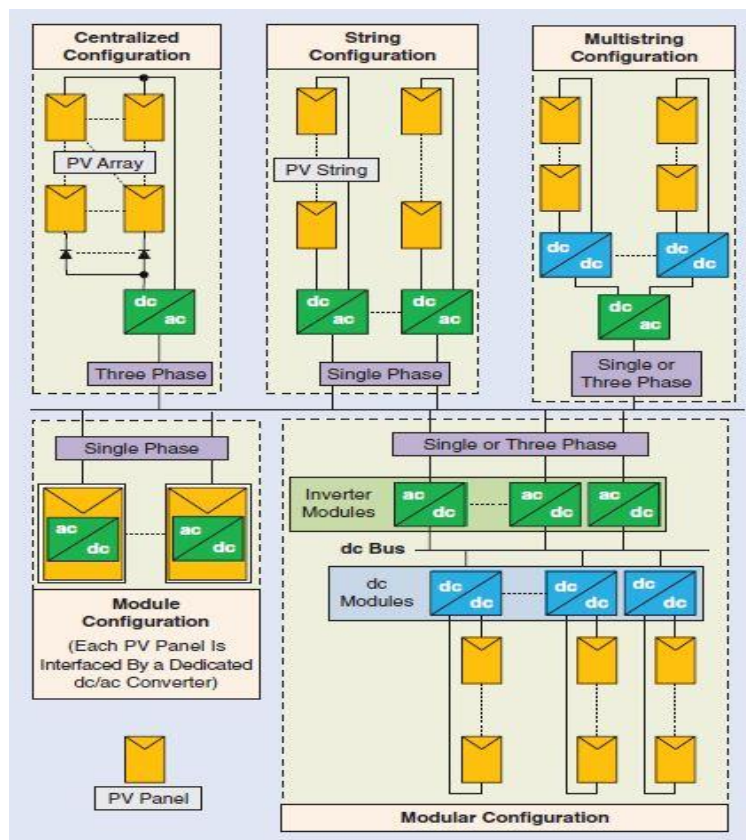


Figura 2.13 (Figura 5 [15]): Configuraciones del sistema fotovoltaico

Otro de los puntos importantes en el diseño de una instalación de estas características es la red de cableado, y conseguir minimizar las pérdidas que se producen por efecto Joule, a la vez que conseguimos implantarla con el menor coste posible.

En 2013, Schaar [16] desarrolla un modelo teórico que optimiza el diseño de la red de cableado de continua en una red utility scale fotovoltaica en términos de retorno financiero para el propietario. Este modelo emplea una herramienta de búsqueda de Evolución Diferencial para identificar el óptimo global en un espacio de 43 dimensiones o parámetros.

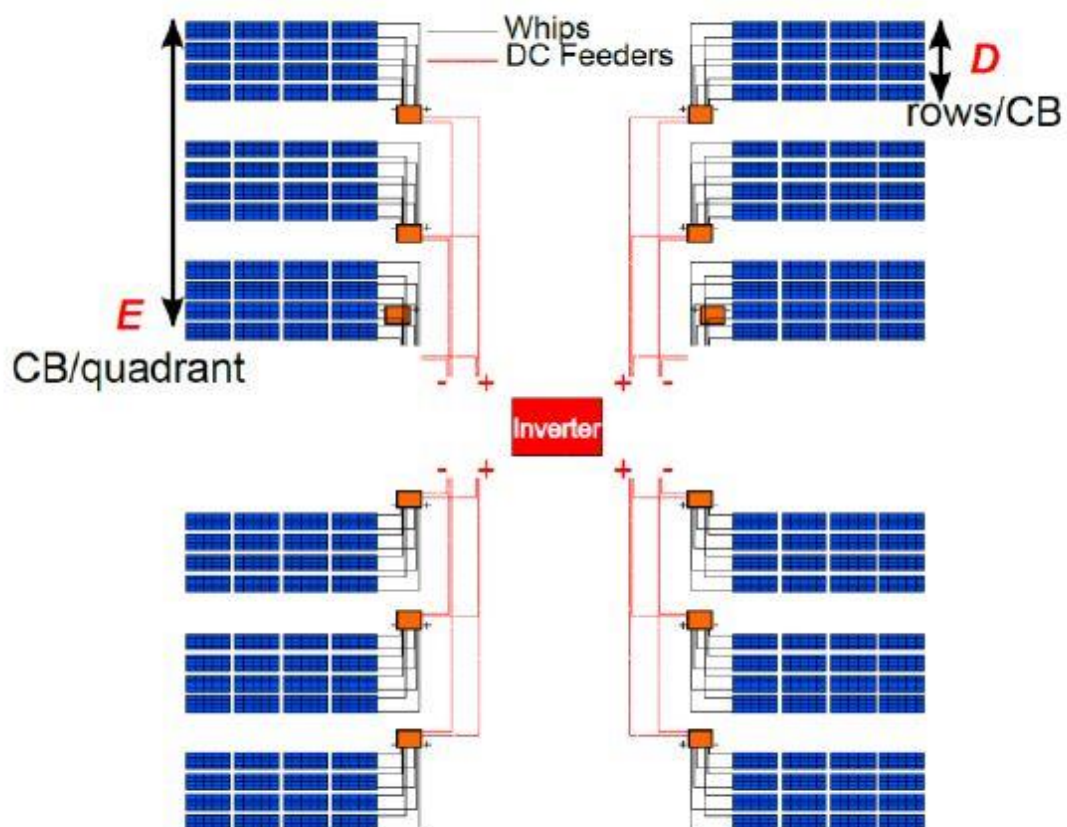


Figura 2.14 (Figura 1 [16]): Distribución típica de una red de corriente continua para plantas fotovoltaicas

La investigación realizada lleva a la definición de los valores óptimos de:

- Calibre del conductor
- Material del conductor
- Tipo de circuito
- Diseño de la red
- Número de circuitos paralelos

En este estudio se detalla qué métodos locales de optimización comúnmente usados, como los algoritmos Levenberg-Marquardt o Nelder-Mead, no serían efectivos para solucionar este tipo de problemas debido a las complejas relaciones entre los parámetros del sistema. Algoritmos evolucionarios, como los GAs, PSO, y DE (usado por Schaar), cuando son combinados con los últimos avances en computación paralela proporcionan excelentes aproximaciones al diseño óptimo en tiempos razonables de simulación.

Es por esto que el uso de algoritmos evolucionarios en los sistemas de potencia y los campos de energías renovables ha crecido sustancialmente.

Una de las características del modelo utilizado por Schaar es que está construido a partir de principios eléctricos primarios, al contrario de los modelos basados en correlaciones de datos empíricos, haciendo que estos sean más flexibles y adaptables.

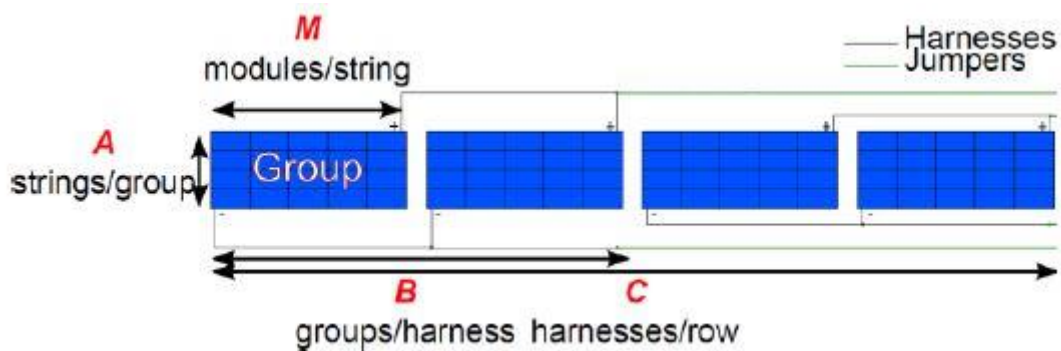


Figura 2.15 (Figura 2 [16]): Distribución típica de la conexión de una fila de módulos

Una de las restricciones para poder hacer un estudio con exactitud de la producción de las plantas es la resolución temporal de los datos meteorológicos, tanto irradiación incidente como temperatura ambiente.

Paravalos [17], en su estudio de 2014, utiliza, a diferencia de otras aproximaciones, valores meteorológicos temporales de alta resolución (media de 1 minuto). Esto permite una estimación más exacta del funcionamiento de la planta, debido a la operación no lineal de los dispositivos que la componen.

Se demuestra también que valores de resolución temporal de entorno a 10 minutos de media son necesarios para conseguir resultados de dimensionado precisos, ya que los comúnmente usados de 1 hora suavizan los picos de irradiación, y éstos afectan significativamente al funcionamiento de la instalación, sobre todo a la producción del inversor (debido al control para la protección de sobrecargas, la variabilidad de la eficiencia con el punto de operación,...).

En el método que se presenta en este Trabajo Fin de Grado se utilizan datos de 15 minutos de resolución, tanto para la irradiación como para la temperatura, por lo tanto se consigue una mayor exactitud en los cálculos que en el caso de los estudios de 1 hora de media y se puede considerar que está dentro de los valores recomendados por la investigación realizada por Paravalos.

El coeficiente de degradación de los módulos fotovoltaicos, así como el tiempo medio entre fallos del inversor también son considerados en este proceso. Estos datos los proporciona el distribuidor en las hojas de especificaciones.

En este caso se usan algoritmos genéticos (GAs) para conseguir llegar al valor óptimo de LCOE, debido a su eficiencia computacional a la hora de ser aplicados en la resolución de problemas de optimización complejos. Este proceso está compuesto por múltiples valores alternativos del vector de variables de decisión, y es ejecutado de forma iterativa hasta que el valor satisfactorio de LCOE es alcanzado.

El consumo de energía eléctrica generalmente crece significativamente durante ciertas horas del día (horas pico). Sin embargo, la electricidad generada por las plantas suele ser constante, con alguna pequeña fluctuación. Debido a esto, las compañías eléctricas generan más potencia para poder suplir la demanda en las horas pico, malgastando así mucha energía durante las horas valle.

Para intentar solucionar este problema e incentivar a los usuarios para que reduzcan su consumo en las horas pico, las compañías eléctricas empezaron a usar una política de precios en la que el consumo durante las horas pico es más caro. Dentro de este panorama, una de las prácticas que pueden llevar a cabo los consumidores para rebajar su factura eléctrica es desarrollar un sistema para desplazar la carga de energía a las horas valle.

El sistema más factible para conseguir este propósito es implantar un sistema de almacenamiento de energía conectado a red (EES), como se detalla en el trabajo realizado por Di Zhu [18] en 2014. De esta forma se almacena energía eléctrica durante las horas valle y se usa esta energía almacenada para cubrir la demanda durante las horas pico.

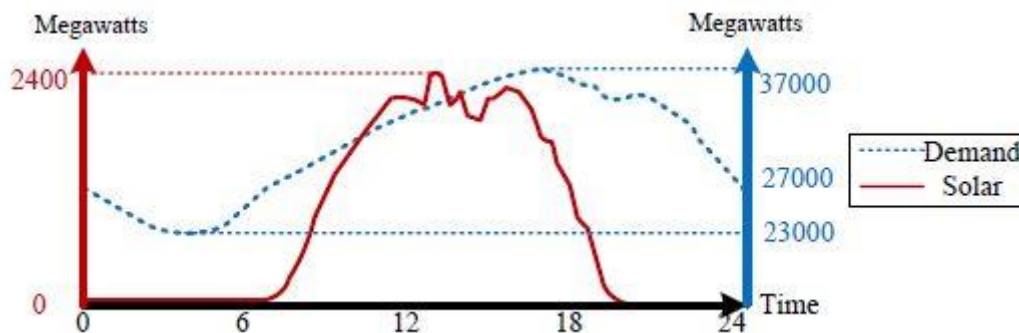


Figura 2.16 (Figura 1 [18]): Demanda de potencia diaria e irradiación solar

Al igual que antes indicábamos el auge de las grandes centrales fotovoltaicas y sus problemas de conexionado, últimamente se han hecho estudios que demuestran las ventajas de construir micro-redes formadas por sistemas fotovoltaicos de pequeña escala. Estos sistemas pueden facilitar la conexión de sistemas limpios y renovables, el tratamiento de la demanda, y la máxima utilización de la energía disponible, además de incrementar la seguridad y calidad de la potencia generada debido a la descentralización del suministro. Esta es la conclusión a la que llega Meiqin Mao [19] en el

estudio que realiza en 2014, donde propone un modelo de diseño óptimo de micro-redes con estas características.

Los indicadores que utiliza para la evaluación económica del diseño son:

- Levelized energy cost
- Beneficios de reducción de emisiones
- Tiempo de retorno

Estos indicadores son combinados para evaluar comprensiblemente los rendimientos económicos y el riesgo de la inversión en la implantación de estos sistemas. Para obtener la configuración óptima de las micro-redes se utiliza un método PSO (particle swarm optimization) considerando los niveles de insolación, los beneficios medioambientales, los diferentes modos de operación y la inversión inicial requerida.

Antes de la investigación de Meiqin Mao se habían realizado más estudios sobre instalaciones fotovoltaicas de pequeña escala, sin embargo la mayoría de estas se referían a sistemas aislados. Para el estudio de sistemas conectados a la red se deben considerar las estrategias de administración de la energía para optimizar la corriente de potencia a través de la red, además de la estabilidad del funcionamiento de la micro-red.

Otro de los puntos en los que se han realizado investigaciones de optimización es el seguidor de máxima potencia que incluye el inversor (MPPT), el cual tiene una gran influencia en el rendimiento final de la instalación y en la producción del inversor.

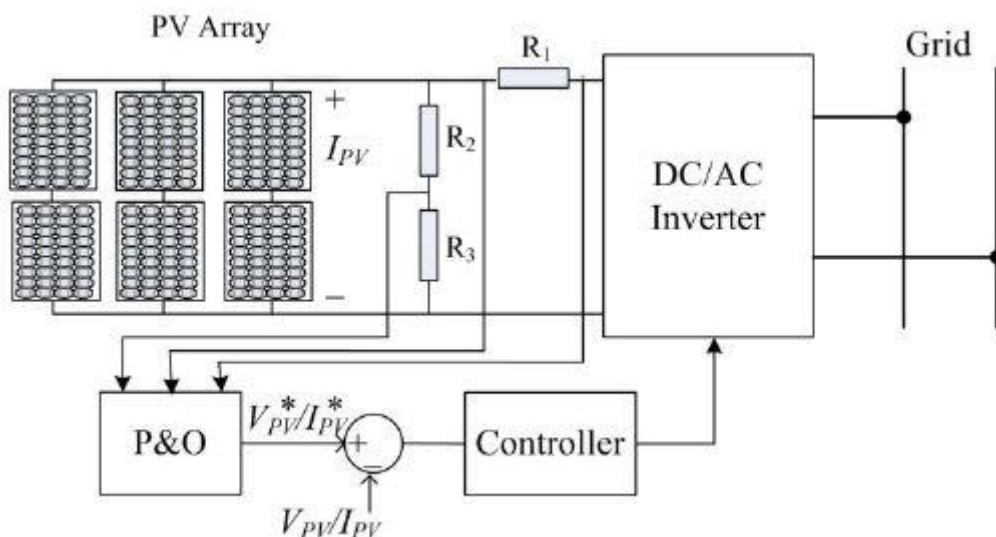


Figura 2.17 (Figura 3 [20]): Esquema básico de un seguidor del punto de máxima potencia con el inversor conectado a la red

Salam [20] realiza un estudio en 2014 en el que aplica técnicas de computación para mejorar el rendimiento de este elemento para el caso particular de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados.

El fenómeno del sombreado parcial se produce cuando algunos módulos de la red fotovoltaica son sombreados por algún obstáculo, mientras que los demás módulos están irradiados uniformemente. Debido a su influencia en la reducción de la producción, este fenómeno se tiene en consideración a la hora de integrar sistemas fotovoltaicos en áreas urbanas. Por razones tecnológicas y económicas, los investigadores se centran en maximizar la producción durante un sombreado parcial mejorando el algoritmo del seguidor de máxima potencia del inversor.

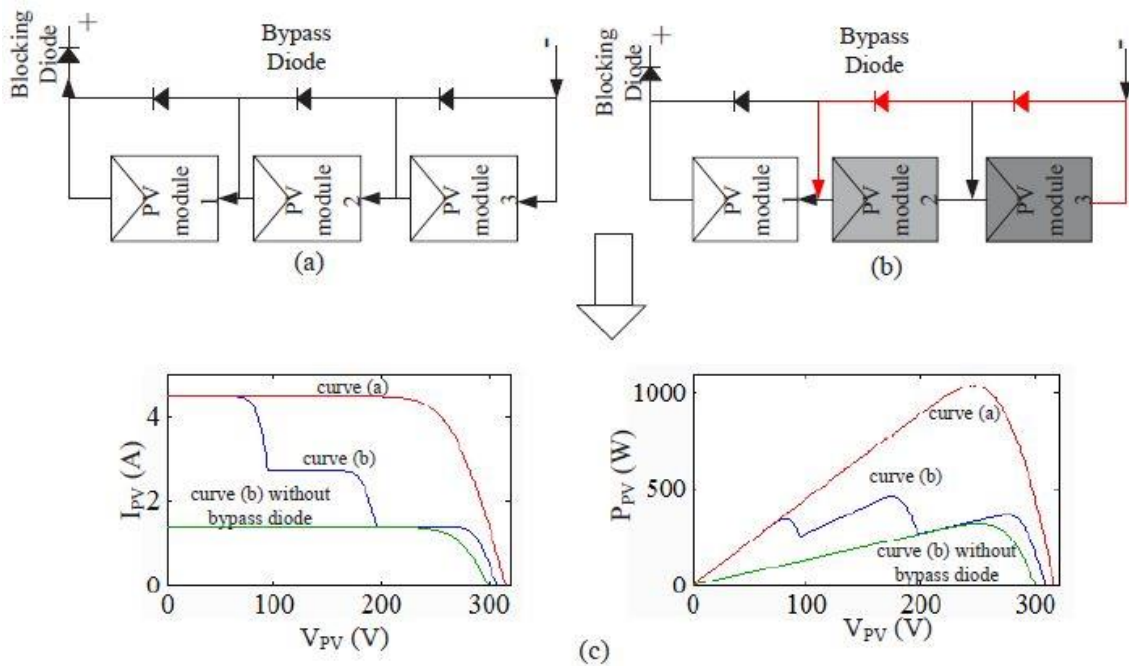


Figura 2.18 (Figura 5 [20]): Funcionamiento de un string en (a) irradiación uniforme (b) sombreado parcial y sus respectivas gráficas de comportamiento

También existen otros factores que afectan sobre todo al lado económico de la instalación, como por ejemplo la optimización del diseño de la estructura que soporta el panel. Este es uno de los elementos de coste más importantes, ya que suele representar entre un 20% y un 30% del coste total del sistema.

El estudio realizado por Zlatanov en 2014 [21] se basa en este factor, este presenta un nuevo método para optimizar seguidores basado en sistemas de optimización lineal e implementado como una librería de elementos finitos. También realiza validaciones de esfuerzos para comprobar la seguridad de la estructura. En este artículo también se investigan aspectos de la optimización de la parte eléctrica, como el agrupamiento óptimo de los strings, desarrollando una herramienta para localizar las cajas de conexión y el correcto monitorizado de los grupos de módulos.

Por último, se debe remarcar que el grado de exactitud con el que se predice la potencia generada en un sistema fotovoltaico juega un papel muy importante en el diseño de plantas, al ser este factor una de las variables a maximizar en todo modelo.

En 2015 Zhong [22] desarrolla un trabajo basado en un modelo de predicción desarrollado mediante la combinación de una red neuronal PSO (Particle Swarm Optimization) and BP (Back Propagation). Los resultados experimentales demuestran que el modelo asegura una buena exactitud, la cual no depende de los cambios meteorológicos de cada día ni de otros factores que podrían ser considerados relevantes.

2.2. APORTACIÓN A LA TECNOLOGÍA

Después de haber hecho un estudio detallado del estado de la tecnología revisando distintos artículos presentados en materia de optimización del diseño de plantas fotovoltaicas, se pueden explicar los conceptos que se van a aportar como valores diferenciadores en este estudio, para así detallar cómo se han mejorado otros posibles trabajos.

El modelo utilizado se basa, como en otros estudios explicados en el estado del arte, en seleccionar el sobredimensionado de la instalación óptimo para alcanzar el mínimo coste por la energía producida.

Uno de los principales valores diferenciadores de este trabajo es la utilización de valores meteorológicos reales de cada emplazamiento posible para la ejecución del proyecto (obtenidos mediante datos históricos recopilados por la herramienta PVGIS), consiguiendo así aproximaciones de gran exactitud a la hora de estimar la producción de energía. Los datos utilizados tienen una resolución temporal de 15 minutos, mejorando los estudios de 1 hora de intervalo entre muestras, ya que estudios realizados demuestran que valores cercanos a 10 minutos de resolución son suficientes para alcanzar una buena estimación, teniendo en cuenta los posibles efectos de momentos de irradiación pico en el funcionamiento de los inversores. Además, esta resolución permite aplicar los resultados del modelo al estudio de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Otras mejoras que aporta el modelo generado serían su simplicidad de utilización, el hecho de que parte de datos disponibles en cualquier hoja de especificaciones de cualquier panel, así como la exactitud de las estimaciones realizadas, como se comprobará mediante las diferentes validaciones a realizar.

Siguiendo con la estimación de la producción, se utiliza un cálculo del rendimiento de la instalación mediante el estudio individual de diferentes fuentes de pérdidas de energía en la instalación.

Sin embargo, probablemente el factor más diferenciador del proyecto que aquí se expone sea la función de costes, la cual está realizada en forma de red neuronal y que calcula el coste unitario de la inversión inicial teniendo en cuenta múltiples factores (disposición de los inversores, situación de la instalación, potencia pico y potencia nominal,...), al contrario que muchos estudios anteriores que sólo tienen en cuenta coeficientes dependientes de la potencia pico de la instalación. Además de asegurar una gran exactitud al ser generada mediante el estudio de una gran cantidad de proyectos reales y de sus correspondientes presupuestos.

CAPÍTULO 3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE MATLAB

3.1. EXPLICACIÓN DEL MODELO

Para la generación de un modelo con el que podamos deducir la mejor configuración de una instalación fotovoltaica para maximizar el beneficio obtenido con la venta de la energía generada se ha utilizado la herramienta Matlab. De esta forma se ha implementado una función con la que, introduciendo como datos las características meteorológicas del emplazamiento del futuro proyecto y las especificaciones de los módulos fotovoltaicos elegidos, se obtendrá como salida de la función el precio al que debería ser vendida la energía para que resultara rentable la instalación para cada configuración estudiada.

Las configuraciones o diseños comparados se basan en las variantes de sobredimensionamiento de la instalación frente a la potencia nominal del inversor o inversores. Este sobredimensionamiento, o "Sizing Ratio", se puede definir como el cociente entre la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor utilizado. En nuestro caso se utiliza un inversor central de 100kW.

A continuación se procederá a realizar una descripción de la función utilizada parte por parte, indicando los pasos de los que se compone y cómo se implementan los cálculos necesarios para llegar al resultado final.

Introducción de datos y parámetros

La función principal es "A1Calculopotenciapico.m", que es la que llama a todas las demás funciones que se implementan en paralelo, se trata de la columna vertebral del modelo.

Como primer paso de la función principal se deben introducir los datos que se utilizarán como inputs del modelo.

Datos de entrada:

- Datos meteorológicos obtenidos de la herramienta PVGIS:
 - o Irradiancia media global (W/m²)
 - o Temperatura
- Especificaciones de los módulos utilizados (A2DatosPanel.m):
 - o Potencia pico (W), potencia máxima que entrega el panel en condiciones STC (a 1000 W/m² y a 25°C)
 - o Rendimiento en condiciones STC (%)

7 de julio de 2015

- Área del panel (m²)
- Coeficiente de variación de la Potencia Máxima con la Temperatura (W/°C)
- Coeficiente de disminución del rendimiento cuando la irradiancia baja de 1000 W/m² (STC) a 200 W/m² (%)
- Temperatura nominal de operación de la célula (TcNOCT)
- Coeficiente de envejecimiento de la placa por año

La primera variable que se define en el modelo es la localización, determinando así los datos meteorológicos correspondientes que va a utilizar el modelo, los cuales se obtienen de documentos de texto incluidos en el modelo y que contienen los datos proporcionados por PVGIS.

Seguidamente se extraen los datos de las especificaciones del módulo utilizado mediante la llamada a la función "A2DatosPanel.m", los cuales serán utilizados para calcular una estimación de la producción energética del campo fotovoltaico.

El rendimiento de la instalación se introducirá mediante otra función aparte, dónde se calculará su valor dependiendo de diferentes factores de la instalación. En este valor se incluirán pérdidas por cableado, por rendimiento del seguidor de máxima potencia del inversor, por conexionado en los concentradores,...

Además, se deberá indicar la potencia nominal del inversor a utilizar, la cual es de 100kW en el caso de estudio, y se corresponde con la de un inversor central o varios distribuidos. A partir de este dato, se genera un vector de potencias pico para la totalidad del campo fotovoltaico que varían desde la potencia nominal del inversor hasta el doble de ésta, llegando a un total de 100 valores intermedios para realizar el cálculo con cada uno de ellos.

Otros de los parámetros a introducir en la función son los referentes al préstamo necesario, como son el porcentaje de financiación mediante recursos ajenos (RA), el número "n" de periodos de retorno (indicando si éste se especifica en años o en meses), así como el interés vinculado al periodo anterior (i).

Una vez especificados estos datos es cuando entra en escena la función de costes implementada mediante una red neuronal bayesiana. Para el cálculo de los costes será necesario indicar las características de la instalación:

- Número de inversores a utilizar
- Implantación en cubierta o en suelo
- Potencia pico del campo fotovoltaico (dato generado por el vector descrito anteriormente)
- Potencia nominal del inversor (dato introducido)

Con estos datos como inputs de la red neuronal, ésta será capaz de calcular una estimación de los costes totales referentes a la inversión inicial necesaria para el desarrollo de la instalación proyectada. (Esta función es explicada de forma más minuciosa en el capítulo cuarto del presente proyecto).

7 de julio de 2015

A continuación, el modelo ofrece la posibilidad de indicar qué tipo de gráficas queremos que sean presentadas para cada iteración del proceso, como las figuras de irradiancia y temperatura, potencia, energía,...

Extracción de datos de PVGIS

Antes de poder utilizar los datos que nos facilita PVGIS sobre irradiancia, temperatura y el instante en que se obtiene cada valor, se tienen que adaptar al formato que utilizaremos en la función, generando vectores con los datos extraídos, debido a que éstos se obtienen de la web en formato de documento de texto txt.

Para esto se utiliza la función "A3ConversionPVGISEuropa.m", mediante la cual se toman los ficheros "txt" facilitados y se convierten a una "cell" con elementos tipo string. Primero se busca donde empiezan y terminan las matrices de tiempos, irradiancias y temperaturas, identificando los valores de texto que se sitúan en esos puntos y almacenando su posición en un contador.

Al tener identificadas las posiciones de los datos requeridos, se puede proceder a extraer las evoluciones de los valores e introducirlos en los vectores correspondientes a cada variable. Se obtendrá una evolución diaria media para cada mes, que será la que utilizaremos posteriormente para calcular la potencia generada.

En el caso de los datos de tiempo, el proceso de extracción es más complicado, ya que los instantes de cada medición vienen expresados en formato "00:00", queriendo expresarlo en forma de horas con decimales en el vector asignado (ya que después se utilizarán estos intervalos de tiempo para calcular la energía generada en kWh a partir de los valores de potencia estimados).

Finalmente, como salida de la función "A3ConversionPVGISEuropa.m" se obtiene el número de muestras, y los vectores correspondientes a cada una de las variables, los cuales serán utilizados con posterioridad para el cálculo de la producción de la instalación fotovoltaica.

Representación gráfica de los datos de entrada

Se procederá a representar, mediante la función "A4Dibujar.m", la evolución diaria de la irradiancia y la temperatura, para un día medio de cada mes (vector obtenido de la extracción de datos de PVGIS), utilizando una paleta de colores para diferenciar los días de gran irradiación y calor de los de menos sol.

7 de julio de 2015

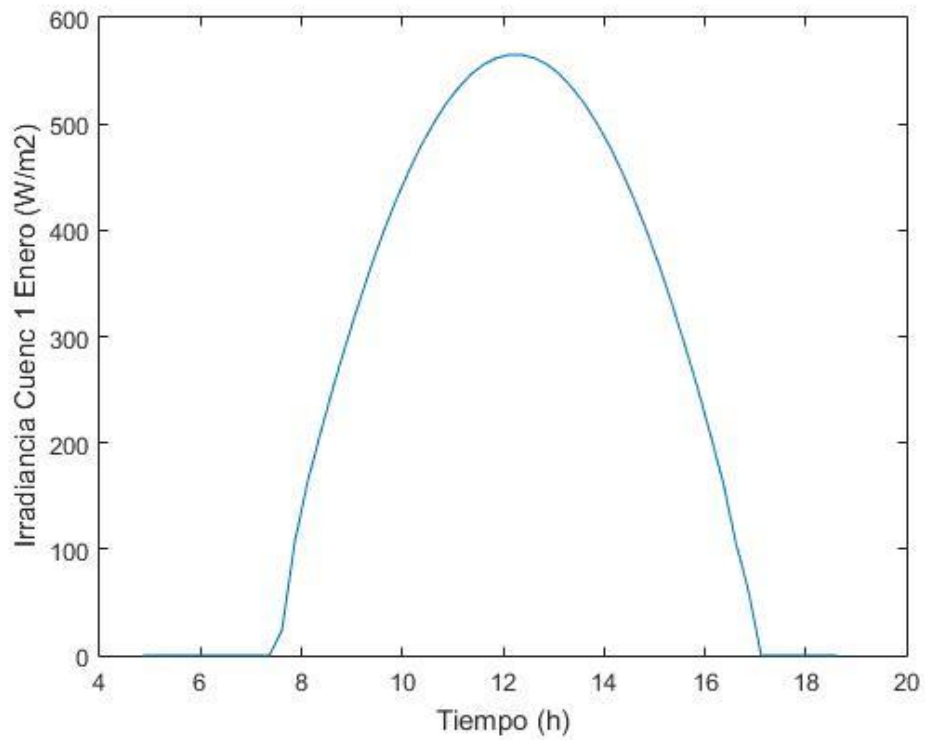


Figura 3.1: Evolución de la Irradiancia en Enero

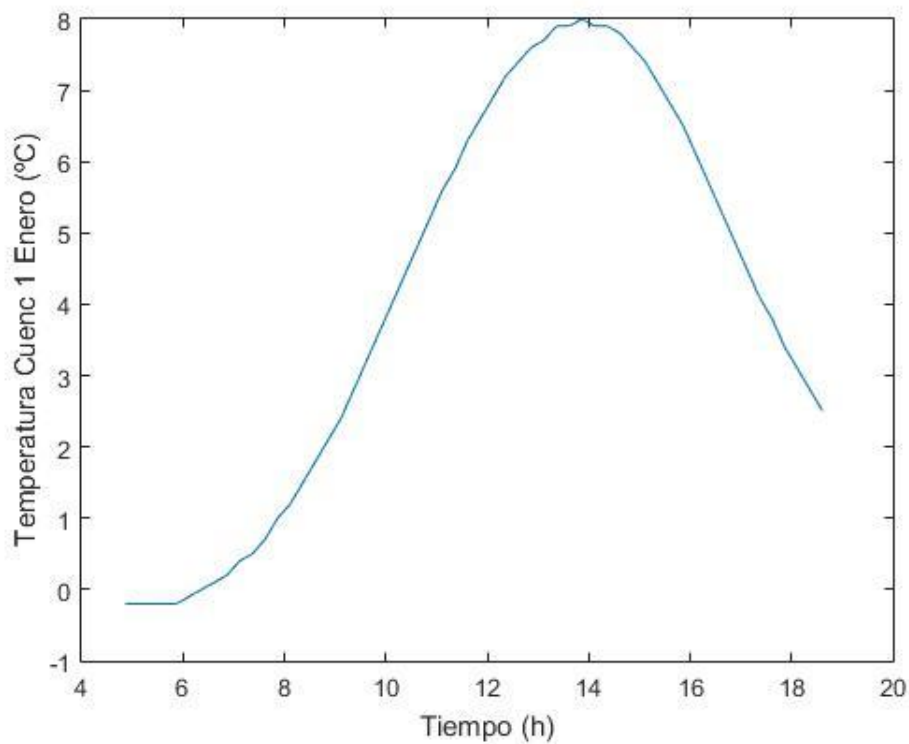


Figura 3.2: Evolución de la Temperatura ambiente en Enero

7 de julio de 2015

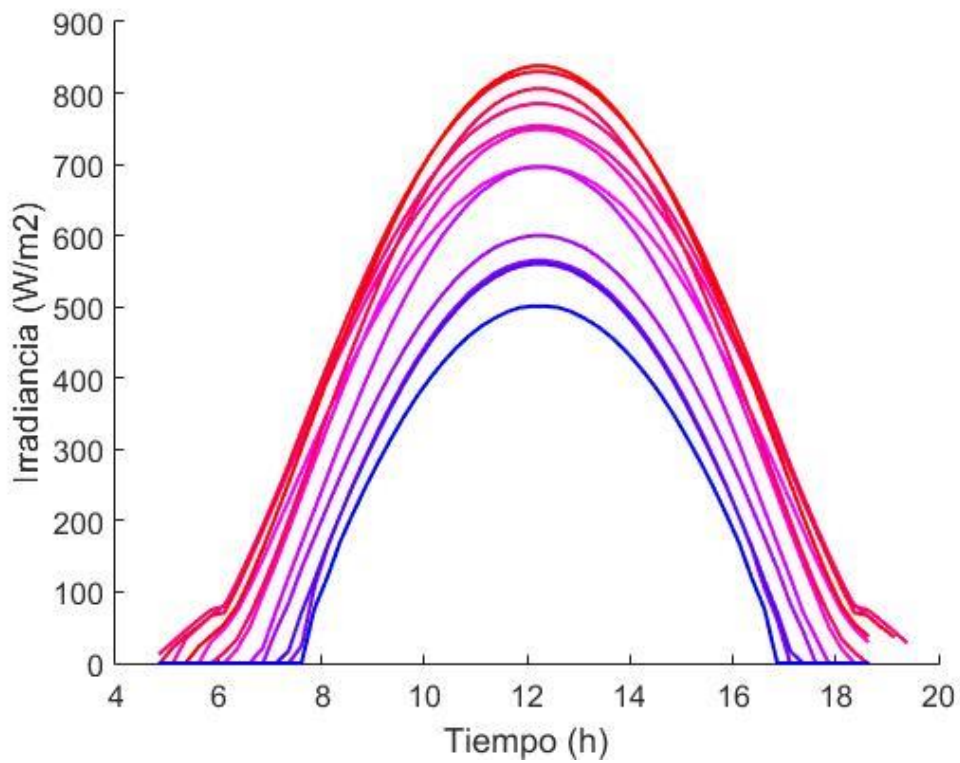


Figura 3.3: Evolución de las Irradiancias medias mensuales

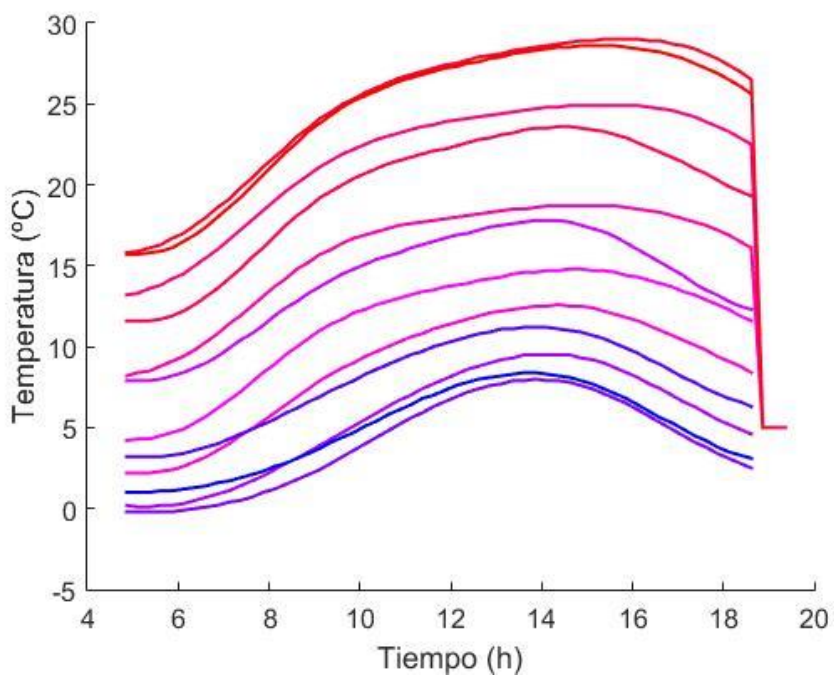


Figura 3.4: Evolución de las Temperatura medias mensuales

Cálculo de la energía generada por la instalación

Para cada valor de potencia pico del campo fotovoltaico se calculará la energía eléctrica producida por éste, para lo cual primero calculamos el número de módulos necesarios y el área total del generador fotovoltaico.

La cantidad de módulos necesarios para llegar a la potencia pico estipulada se calcula mediante la relación entre esta potencia pico total del campo solar y la potencia pico de cada módulo fotovoltaico.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{\text{PotenciaPicoGen}}{\text{PotPicoPanel}} \quad (3.1)$$

Mientras que el área total del generador se calcula multiplicando el área de un panel (dato obtenido de la función "A2DatosPanel.m") por el número total de paneles a implantar.

$$\text{AreaGen} = \text{AreaPanel} \times N_{\text{paneles}} \quad (3.2)$$

A partir de estos datos, y de todos los parámetros obtenidos anteriormente, se utilizará la función "A5CalculoEnergiaMes.m" para calcular la energía producida para cada mes tipo, para lo cual antes se tiene que obtener la potencia generada y las pérdidas por temperatura y por irradiancia (para condiciones diferentes a las STC).

Con esta función, primeramente se calculará la potencia generada por la instalación en función del tiempo, para después sumar la energía generada a lo largo de un mes. Para calcular la potencia deberemos saber el conjunto de pérdidas que se producen por no cumplirse las condiciones estándar de medida (STC).

Para calcular las pérdidas por temperatura, debidas a las variaciones que se puedan producir entre la temperatura del módulo y los 25°C de las condiciones estándar, primero será necesario estimar la temperatura de la célula a partir de la temperatura ambiente.

- Pérdidas por temperatura:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_cNOCT - 20)}{800} \times \text{Irradiancia} \quad (3.3)$$

$$\text{PérdidasTemp} = \frac{100 - (T_c - 25) \times \text{CoefPerdTemp}}{100} \quad (3.4)$$

Las pérdidas por irradiancia se deben a las variaciones entre la que incide en cada momento y los 1000W/m² de las condiciones estándar utilizadas para obtener los datos de las especificaciones.

- Pérdidas por irradiancia:

7 de julio de 2015

$$PérdidasIrrad = \frac{100 - \frac{1000 - Irradiancia}{1000 - 200} \times CoefPerdIrrad}{100} \quad (3.5)$$

Seguidamente podremos calcular la potencia generada por la instalación, teniendo en cuenta estas pérdidas, además del rendimiento de la instalación, el rendimiento de la placa, el área total del campo solar, y la irradiancia incidente.

$$Pot = Irradiancia \times AreaG \times RendP \times PérdidasTemp \times PérdidasIrrad \times RendI \quad (3.6)$$

Para tener en cuenta que la potencia máxima de salida del inversor es su potencia nominal, se procederá a aplicar la limitación del inversor a la potencia final generada. Para ello se toma como potencia generada los siguientes valores:

$$Pot \leq PotenciaInv \rightarrow PotGen = Pot \quad (3.7)$$

$$Pot > PotenciaInv \rightarrow PotGen = PotenciaInv \quad (3.8)$$

Con los datos de potencia ya calculados, se puede obtener la energía producida en kWh. Primero se especifica el tiempo que dura cada período con igual potencia generada, y seguidamente se multiplican los días del mes correspondiente por el sumatorio de todos los productos de los intervalos de tiempo durante el día y la potencia referente a cada uno de ellos (datos para un día medio del mes).

$$EnergiaMes = \frac{DiasMes \times \sum_{i=0}^n (PotGen \times IntTiempo)}{1000} \quad (3.9)$$

Esta energía es expresada en kWh (unidad común en la industria).

Finalmente se puede calcular la energía anual (energía eléctrica generada en un año) sumando los valores mensuales obtenidos de la función "A5CalculoEnergiaMes.m".

Representación gráfica de la evolución de la potencia media en cada mes

Se procederá a dibujar en forma de gráfica las variaciones de potencia producida para cada día medio del mes correspondiente, utilizando también una paleta de colores para diferenciar los meses cálidos y de gran irradiación de los meses con menos sol.

Se realizará una de estas gráficas para cada nivel de sobredimensionado de entre todos los que se prueban en el modelo.

Además también se puede representar la energía producida en cada mes con un gráfico en el que las abscisas son los meses y las ordenadas se corresponden con la energía generada por la instalación en kWh.

7 de julio de 2015

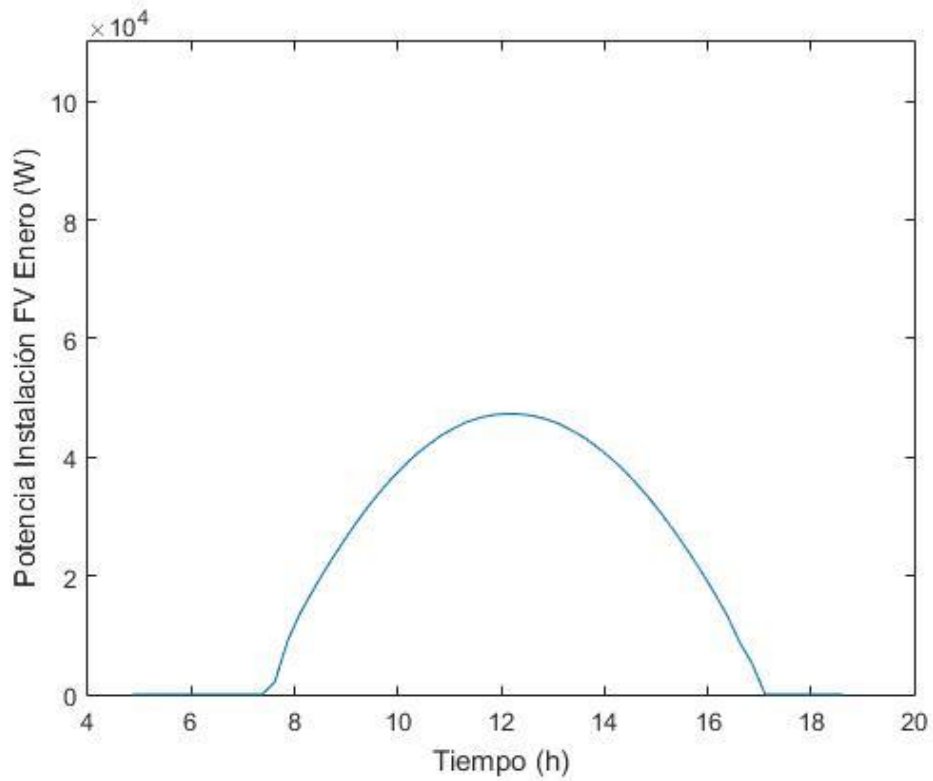


Figura 3.5: Evolución de la potencia producida en Enero

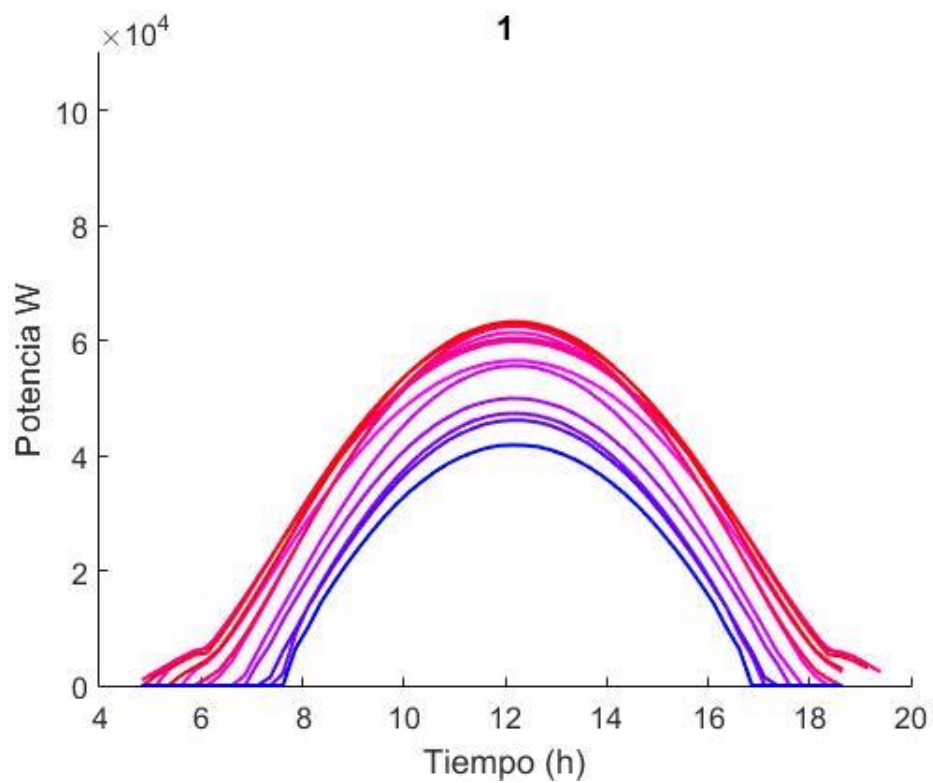


Figura 3.6: Evolución de las potencias medias mensuales

7 de julio de 2015

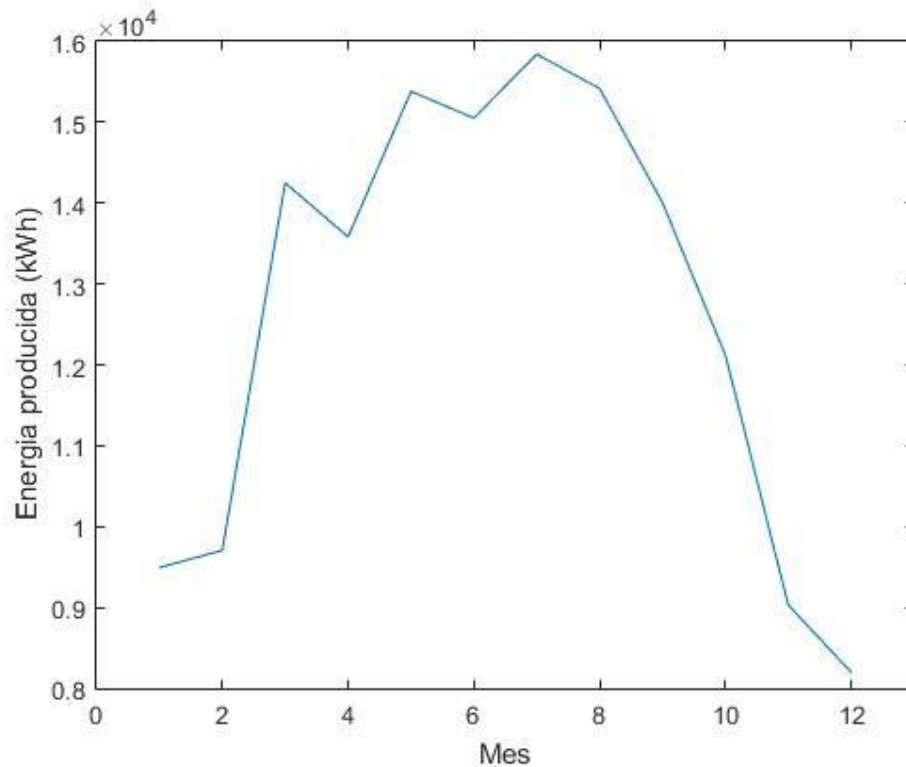


Figura 3.7: Evolución anual de la energía producida

Cálculo del plazo e interés del préstamo

Mediante la utilización de la función "A7Prestamo.m" y con la introducción en ésta del coste de la inversión inicial, ya calculado, y el número de períodos de retorno así como el interés, se obtendrá el plazo, que se corresponde con el pago que se debe realizar en cada período, y el interés total que se termina por pagar.

$$Plazo = CIA \times i \times \frac{(1+i)^n}{(1+i)^{n-1}} \quad (3.10)$$

$$Interés = Plazo \times n - CIA \quad (3.11)$$

Siendo CIA el coste de la inversión ajena, que se corresponde con el porcentaje del coste de inversión necesario para la construcción de la instalación que se consigue mediante recursos ajenos al promotor.

El coste final de la instalación, teniendo en cuenta los intereses del préstamo adquirido por el promotor, se puede calcular como el plazo por el número de períodos de retorno.

$$CosteFinal = Plazo \times n \quad (3.12)$$

7 de julio de 2015

Cálculo del precio de la energía necesario para amortizar la instalación

Con los datos del coste final de la instalación durante el tiempo de amortización, y la energía generada en el primer año, se puede proceder a calcular el precio al que se debería vender la energía para que la instalación fuera amortizada en el período descrito, y con el interés especificado anteriormente.

Antes de realizar esa aproximación es necesario calcular la totalidad de la energía producida en el período descrito (hasta la amortización total de la inversión), para lo cual es necesario tener en cuenta el envejecimiento de las placas solares utilizadas, que se especifica como un coeficiente de decrecimiento de la potencia pico producida por año de funcionamiento.

Cuando ya se ha obtenido la energía total generada, se puede determinar el precio necesario de venta de la energía mediante el cociente entre el coste final de la instalación y esta energía total calculada.

$$PrecioEnergía = 100 \times \frac{CosteFinal}{EnergíaProd} \quad (3.13)$$

Este parámetro es el resultado final del modelo, el cual nos indica la configuración más rentable, que será la que necesite un precio de venta de la energía menor para ser amortizado.

Representación gráfica de las pérdidas

Como añadido a todas las opciones que presenta la función se tiene también la posibilidad de representar las diferentes pérdidas que presenta la instalación en función de la hora del día, graficando una curva para cada mes. Las pérdidas que podemos visualizar son las debidas a la temperatura del módulo, al nivel de irradiancia, y las pérdidas totales añadiendo el rendimiento de la instalación.

7 de julio de 2015

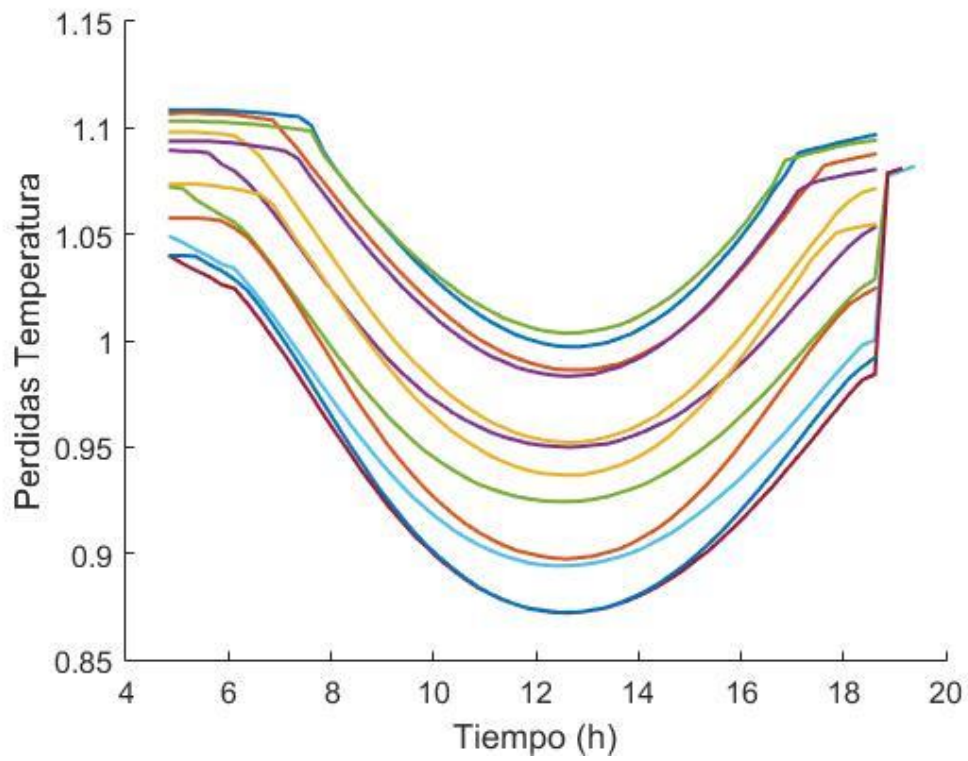


Figura 3.8: Evolución de las pérdidas por temperatura medias mensuales

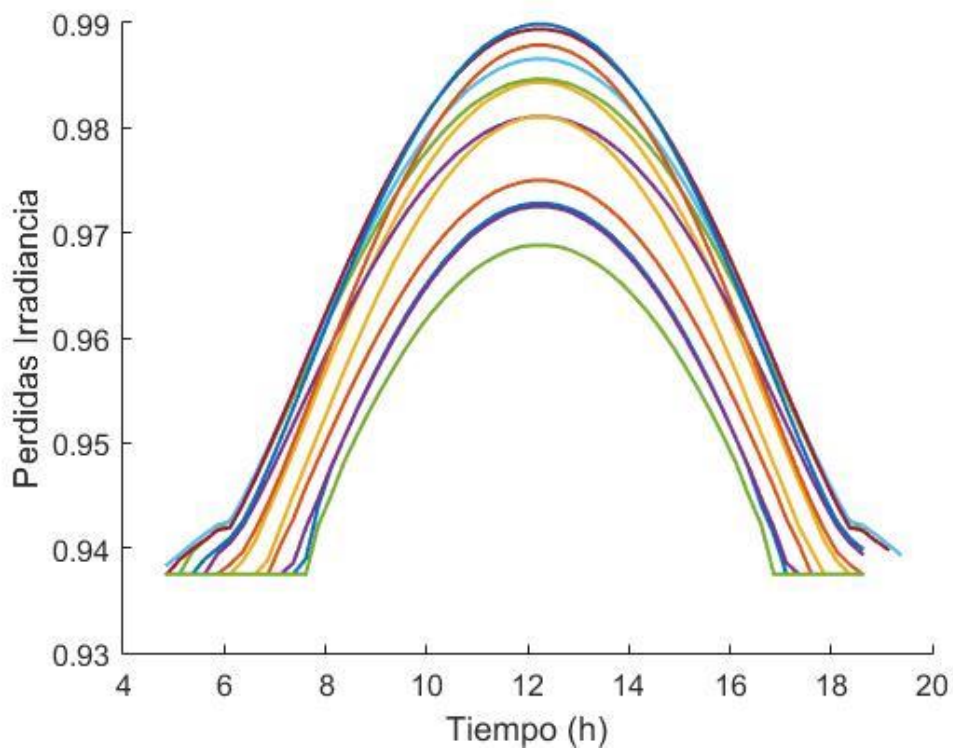


Figura 3.9: Evolución de las pérdidas por irradiancia medias mensuales

7 de julio de 2015

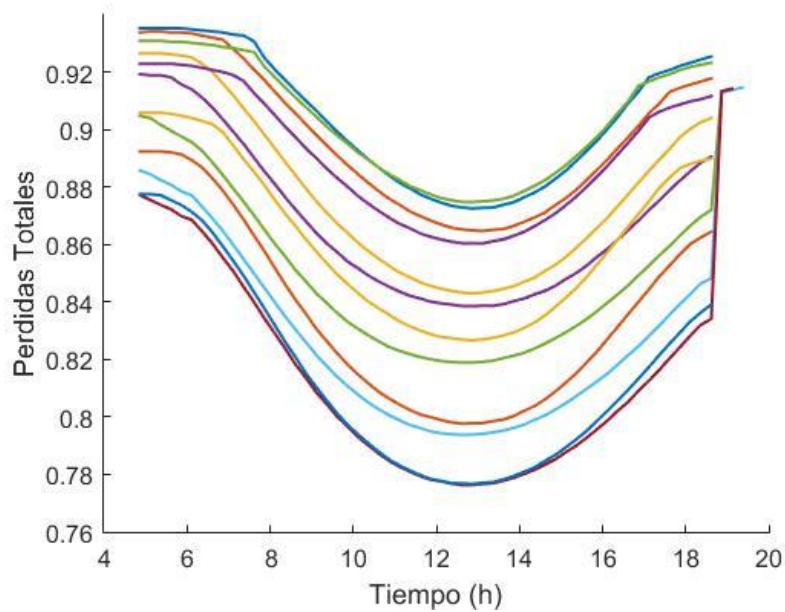


Figura 3.10: Evolución de las pérdidas totales medias mensuales

Representación gráfica de los resultados

Para concluir, se procede a dibujar en forma de evolución de curvas los resultados obtenidos mediante la utilización del modelo. Para ello se dibuja la energía anual producida en función de la potencia pico del generador (en función del nivel de sobredimensionado), así como las variaciones en el precio de la energía también en función de este parámetro.

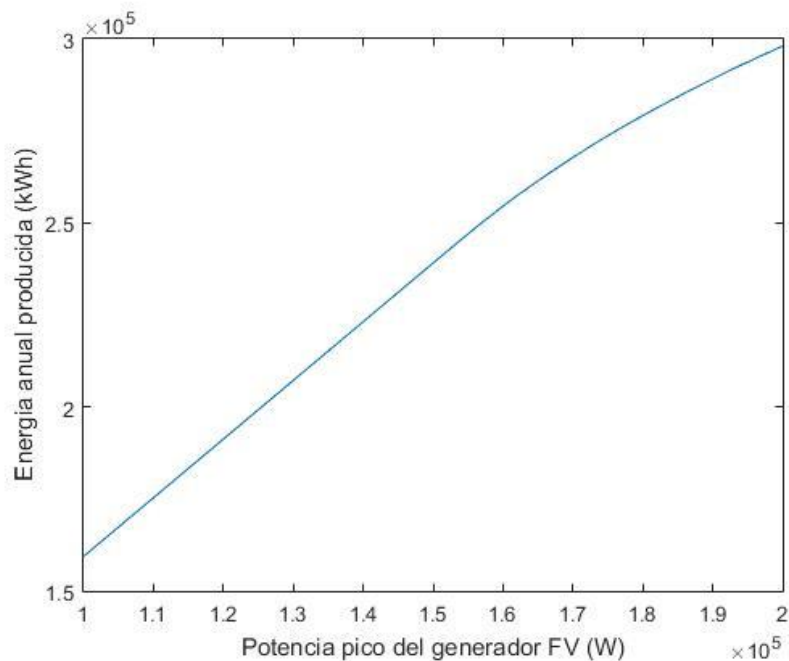


Figura 3.11: Energía producida en función de la potencia pico instalada

3.2. VALIDACIÓN DEL MODELO

Para comprobar la validez del modelo diseñado mediante Matlab se han utilizado datos reales de una instalación fotovoltaica situada en Cuenca, obteniendo así valores de producción reales sabiendo las condiciones de irradiancia y temperatura ambiente en las que trabaja.

Primero se deberán comparar los datos que facilita PVGIS para estas variables en el emplazamiento de la planta a estudiar con los valores que nos ofrecen los equipos de medida de la propia instalación, para así poder conocer el error que se comete al utilizar los datos estimados que se obtienen de la herramienta PVGIS.

Posteriormente, se contrastarán los valores de producción obtenidos en la instalación con la estimación que realiza el modelo de la potencia generada (a partir de los datos de PVGIS). De esta forma se podrá comprobar la validez de la función diseñada y ratificar la exactitud de la estimación realizada.

Características de la instalación

- Emplazamiento:
 - o Cuenca
 - o Latitud: 40.033709
 - o Longitud: -2.150007

The screenshot displays the PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) web interface. At the top, there is a navigation bar with the JRC logo and the text 'Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps'. Below this, a search bar contains the coordinates '40.033709' and '-2.150007'. The main map area shows a satellite view of Cuenca, Spain, with a red pin indicating the location. To the right of the map is a configuration panel with several sections: 'Average Daily Solar Irradiance' (Radiation database: Classic PVGIS, Select month: December), 'Irradiance on a fixed plane' (Inclination: 35 deg, Orientation: 0 deg), 'Irradiance on a 2-axis tracking plane' (Daytime temperatures checked), and 'Output options' (Web page selected). A 'Calculate' button is visible at the bottom of the panel.

Figura 3.12: [PVGIS] Herramienta informática PVGIS

7 de julio de 2015

Instalación	
Fecha obra	2008
Potencia pico módulo	175Wp
Nº módulos	612
Nº Strings	36
Nº módulos por string	17
Potencia pico del generador FV	107.1kWp
Potencia nominal inversor	100kW

Tabla 3.1: Características de la instalación

Error de partida: Datos PVGIS vs. Datos medidos

Conociendo los datos de coordenadas del emplazamiento donde se sitúa la instalación se procederá a descargar los datos de irradiación y temperatura ambiente diarios medios de cada mes mediante la herramienta PVGIS.

Se seleccionarán la pestaña “Daily radiation”, la base de datos “Classic PVGIS” y las opciones “Average global irradiance” y “Daytime temperatures” en formato de documento de texto (txt.), ya que es el formato utilizado por la función de Matlab que se ha desarrollado.

De esta forma se obtendrá un documento de texto para cada mes, los cuales serán introducidos en el modelo. Así, la función calculará las estimaciones de potencia producida para cada intervalo de tiempo (dentro de los valores medios de cada mes).

Como punto de partida se hará un análisis de las diferencias encontradas entre los datos que proporciona PVGIS y los que se obtienen de medidas realizadas en la instalación real.

Para presentar estas posibles variaciones, que supondrían un error de partida en el modelo al utilizar las estimaciones proporcionadas por PVGIS, se ha calculado la variación porcentual de los datos estimados con respecto a los medidos.

- Datos de irradiación

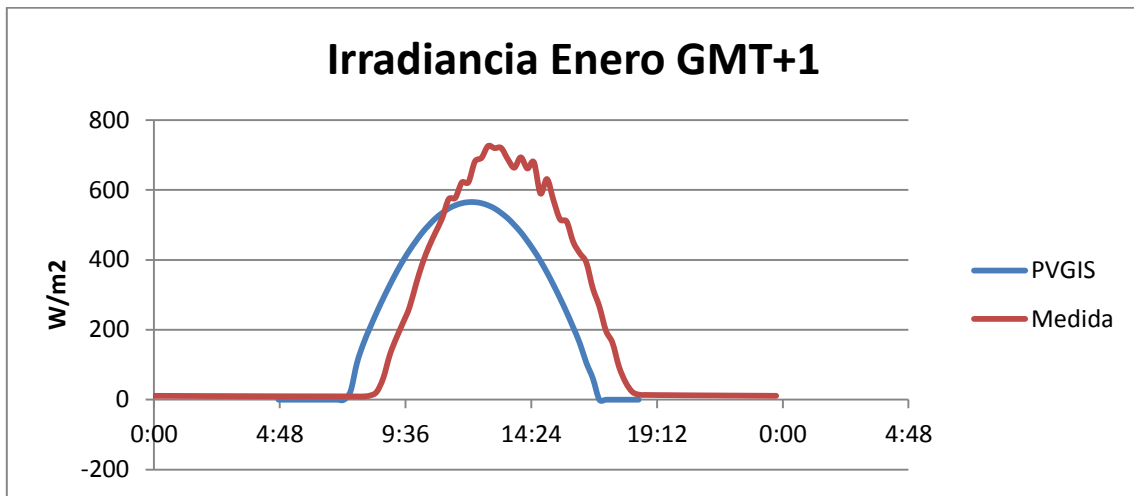


Figura 3.13: Evolución diaria de la Irradiancia media en Enero con retraso del horario

Las curvas representadas son la variación de la irradiación estimada por PVGIS (en azul), así como la variación de la irradiación medida (en rojo).

Se puede observar un error en las horas correspondientes a cada dato, que puede ser debido a que PVGIS obtiene los datos para el horario GMT (Greenwich Mean Time), de una hora menos que el español en horario de invierno, y de dos horas menos en horario de verano.

Por lo tanto se procederá a arreglar este retraso añadiendo una hora a los datos proporcionados por PVGIS.

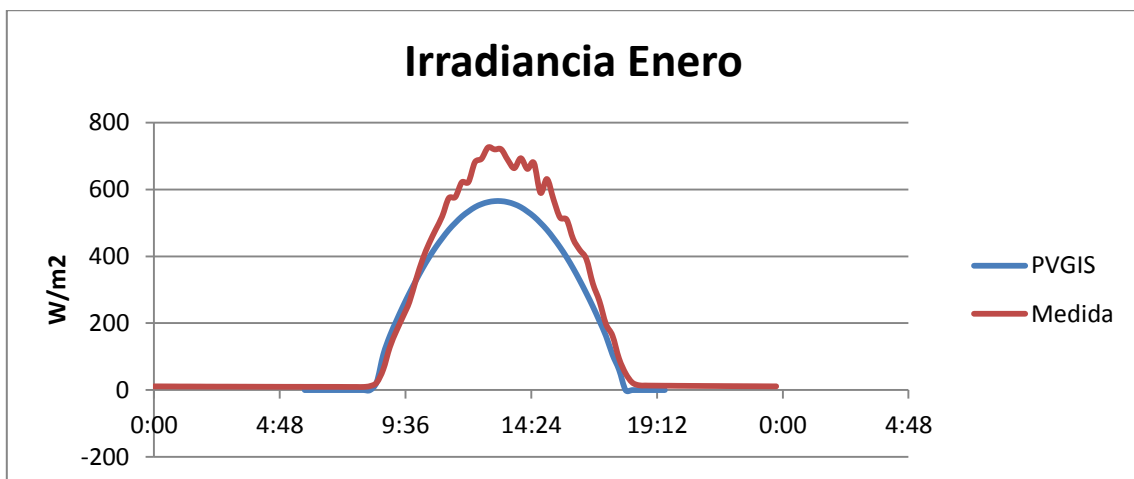


Figura 3.14: Evolución diaria de la Irradiancia media en Enero

7 de julio de 2015

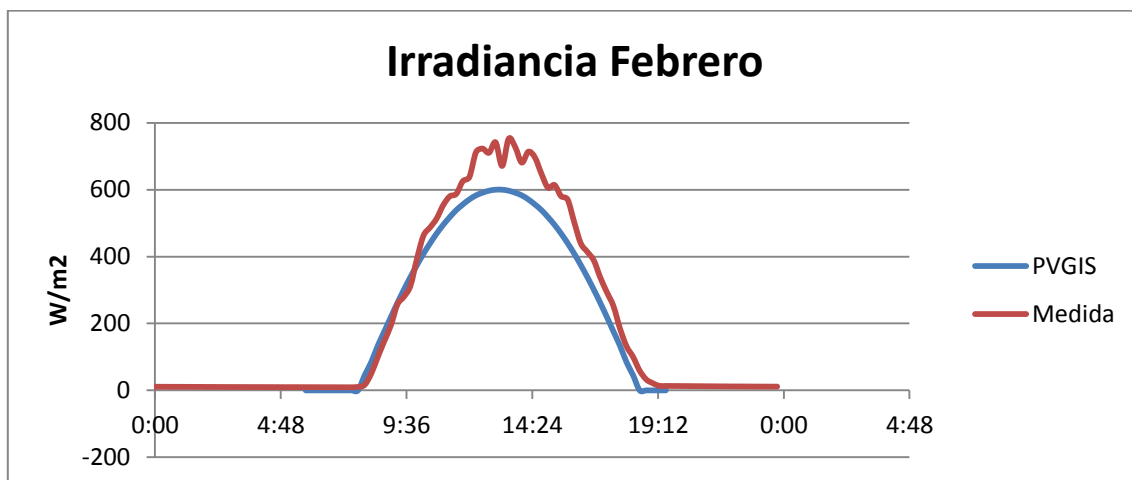


Figura 3.15: Evolución diaria de la Irradiancia media en Febrero

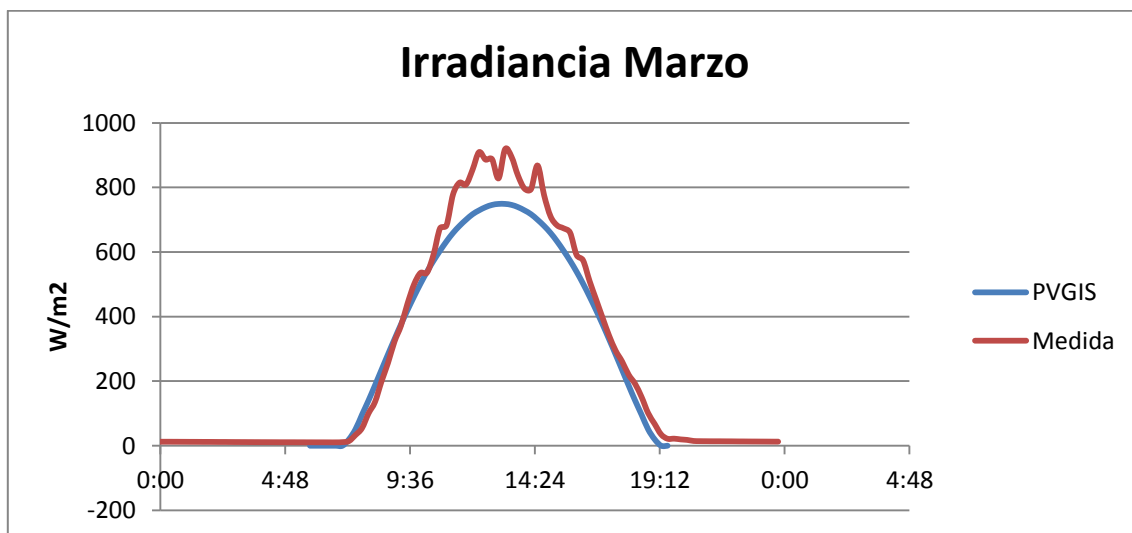


Figura 3.16: Evolución diaria de la Irradiancia media en Marzo

Los meses dónde se realiza el cambio de hora en España, para seguir el horario de verano, también necesitan un retraso en los datos obtenidos por PVGIS para comparar. Estos meses son Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre.

7 de julio de 2015

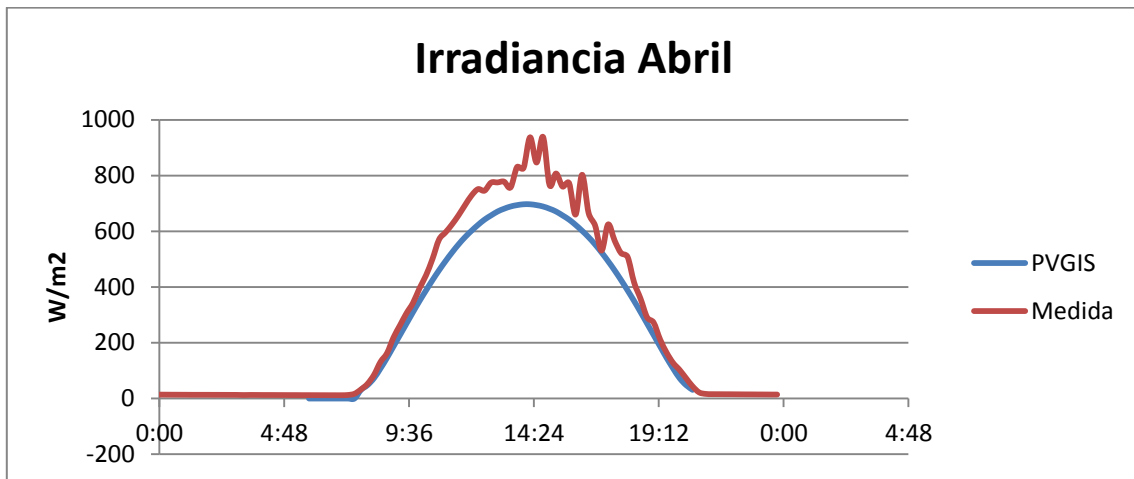


Figura 3.17: Evolución diaria de la Irradiancia media en Abril

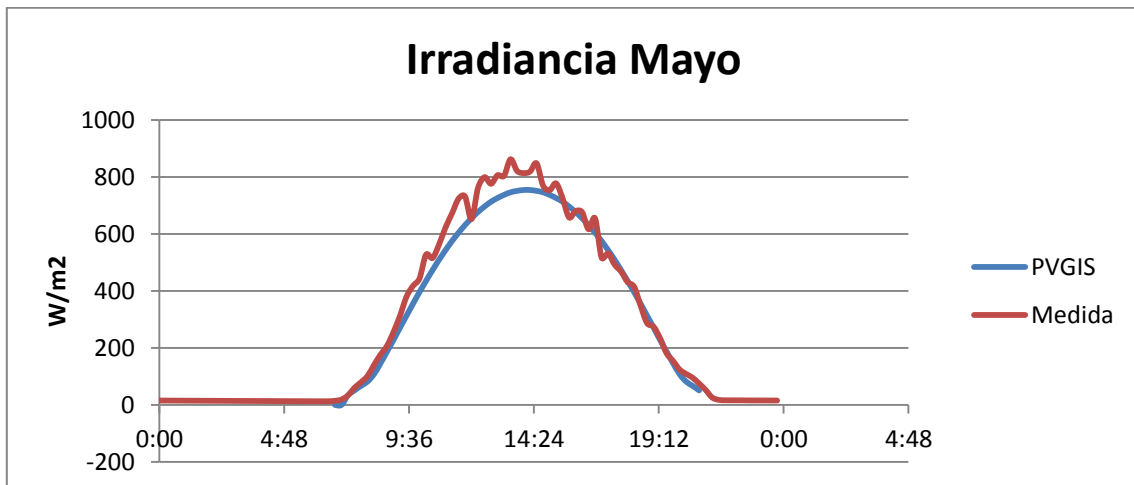


Figura 3.18: Evolución diaria de la Irradiancia media en Mayo

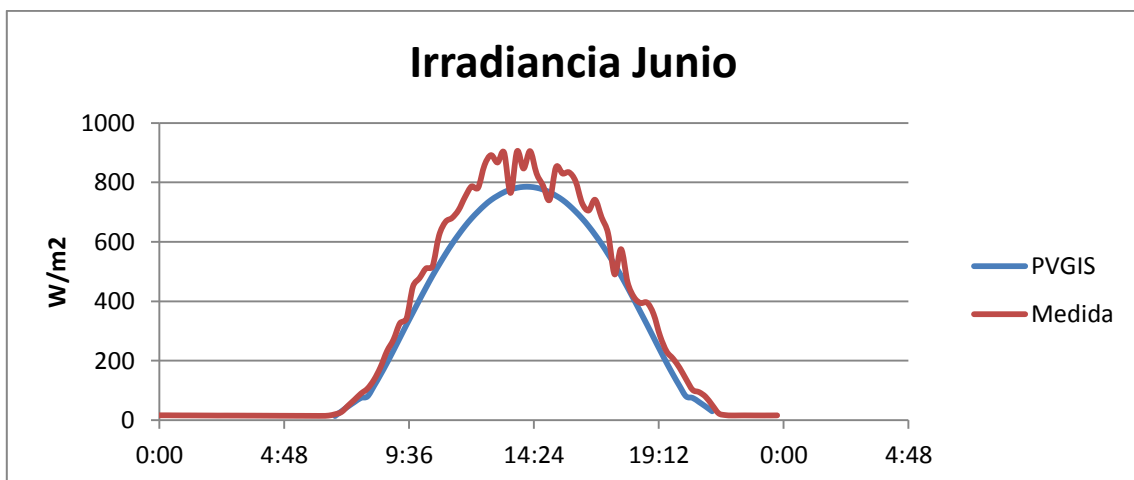


Figura 3.19: Evolución diaria de la Irradiancia media en Junio

7 de julio de 2015

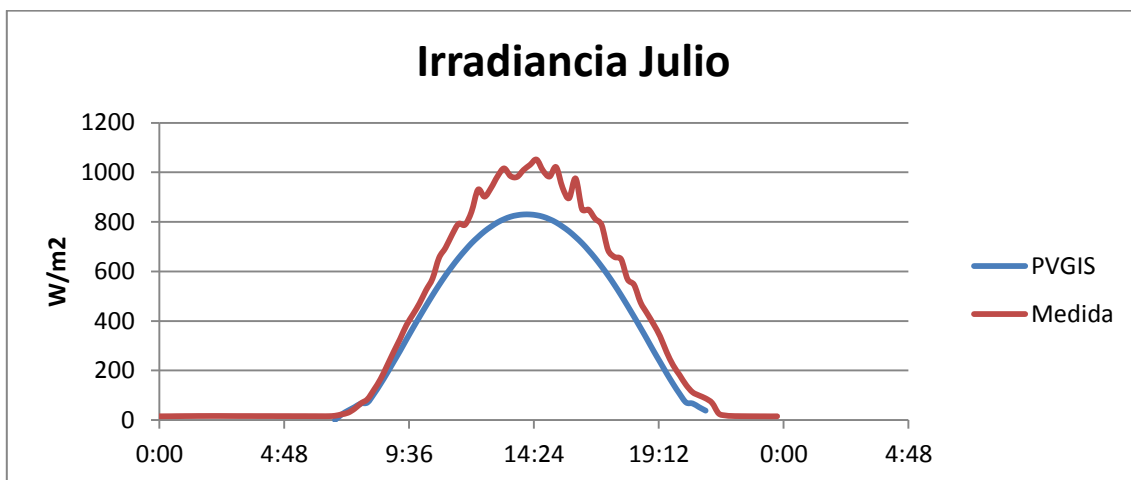


Figura 3.20: Evolución diaria de la Irradiancia media en Julio

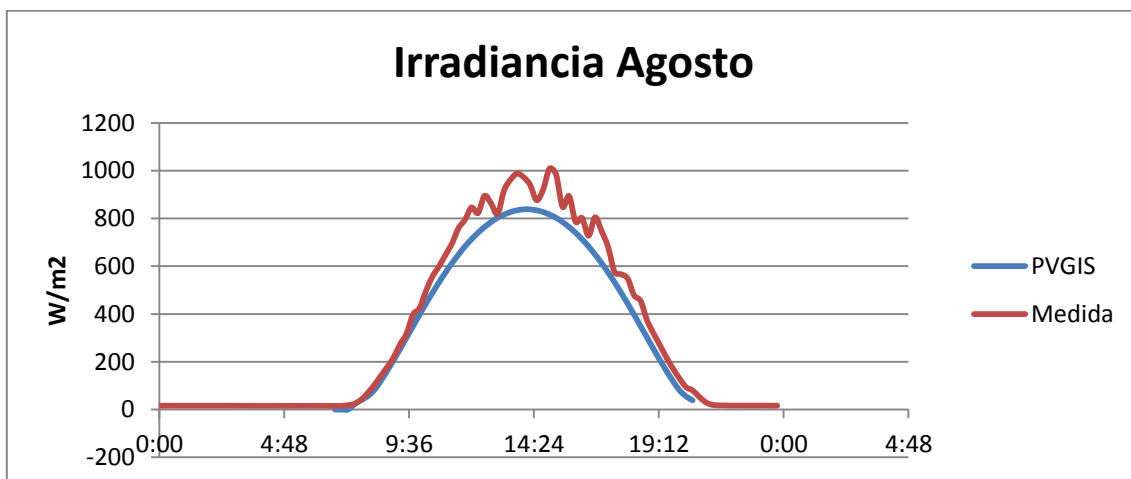


Figura 3.21: Evolución diaria de la Irradiancia media en Agosto

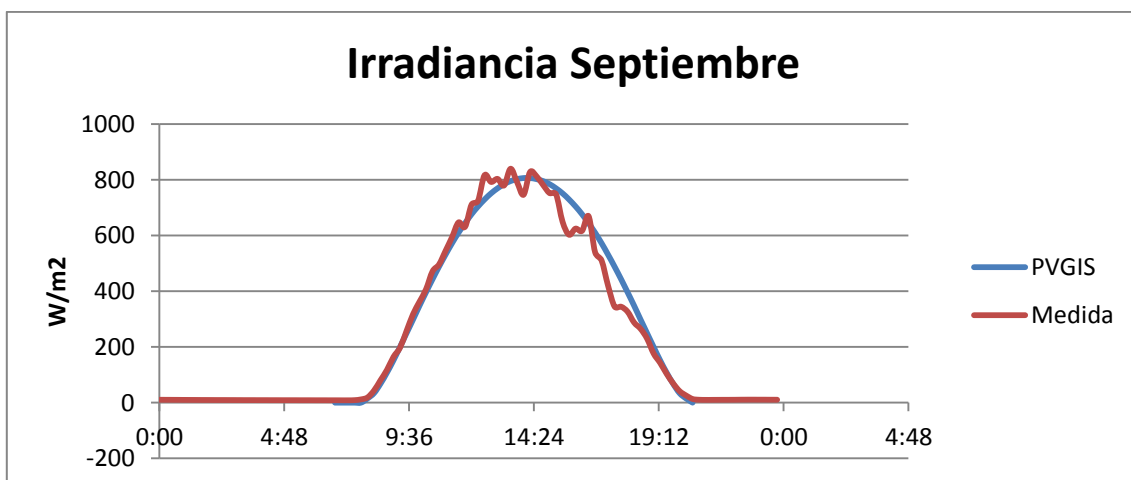


Figura 3.22: Evolución diaria de la Irradiancia media en Septiembre

7 de julio de 2015

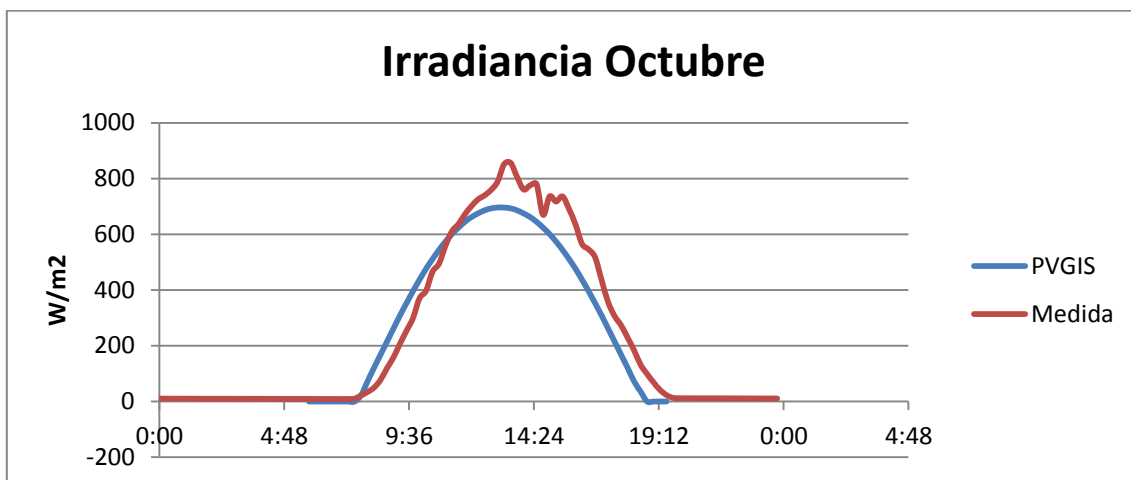


Figura 3.23: Evolución diaria de la Irradiancia media en Octubre

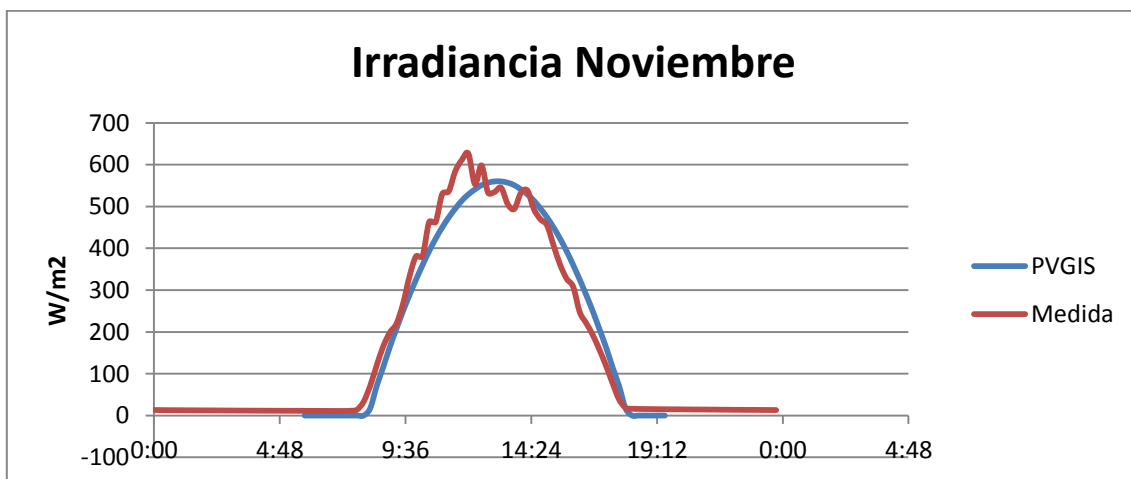


Figura 3.24: Evolución diaria de la Irradiancia media en Noviembre

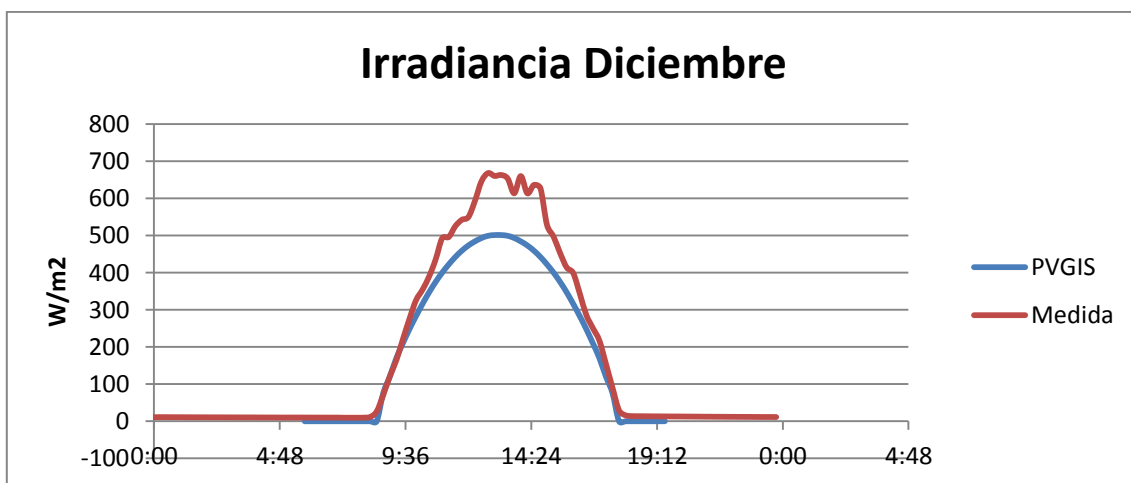


Figura 3.25: Evolución diaria de la Irradiancia media en Diciembre

7 de julio de 2015

Se puede observar que hay variaciones significativas, dándose picos de irradiación más altos en los datos medidos in situ que en los proporcionados por PVGIS.

- Datos de temperatura

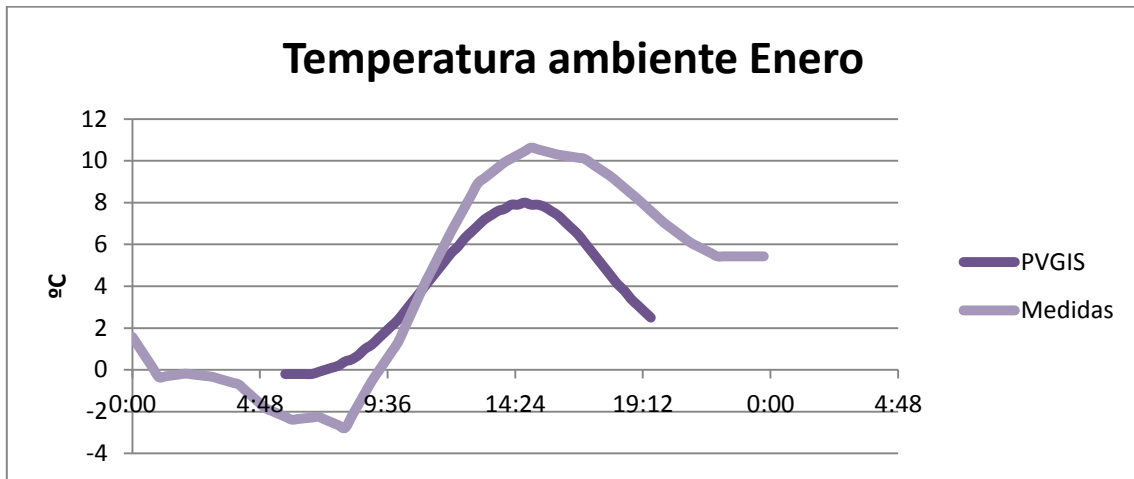


Figura 3.26: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Enero

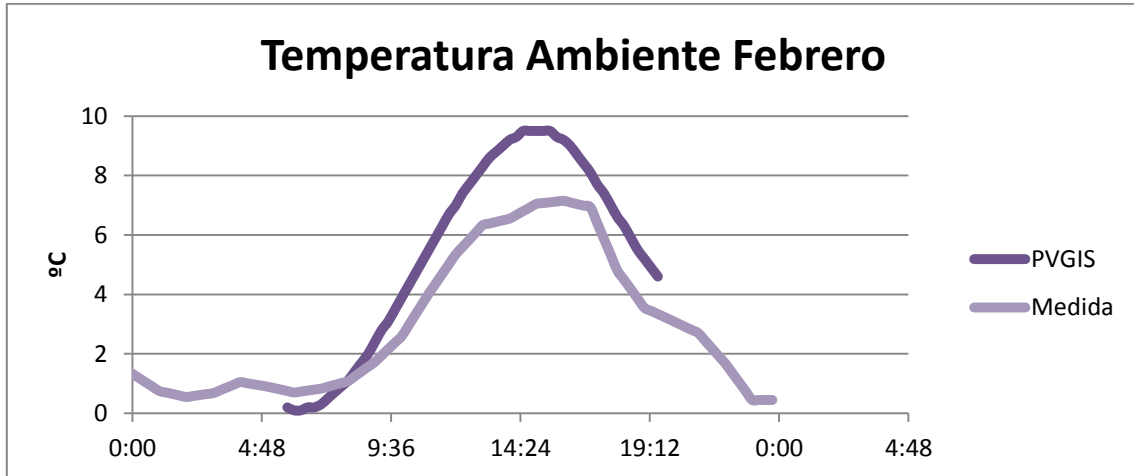


Figura 3.27: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Febrero

7 de julio de 2015

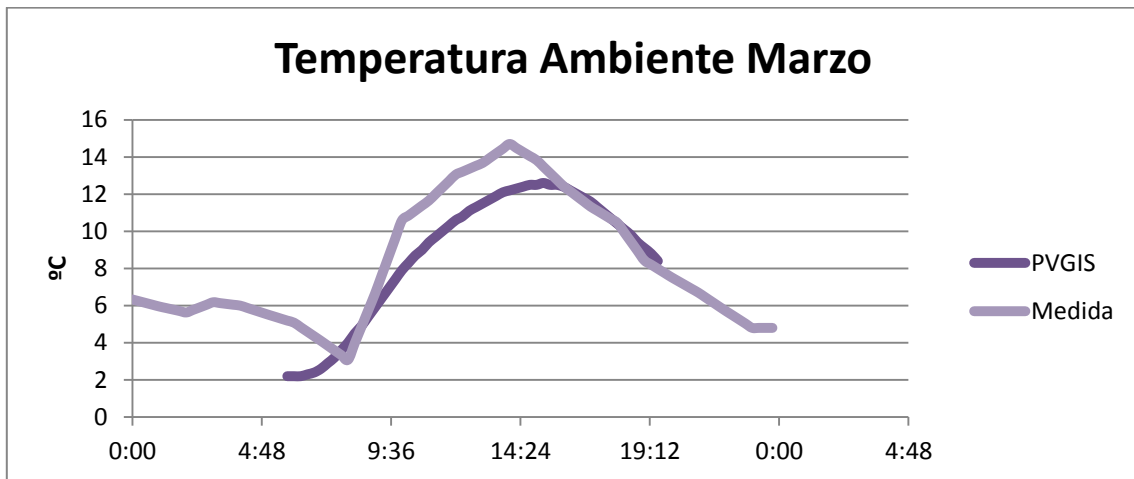


Figura 3.28: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Marzo

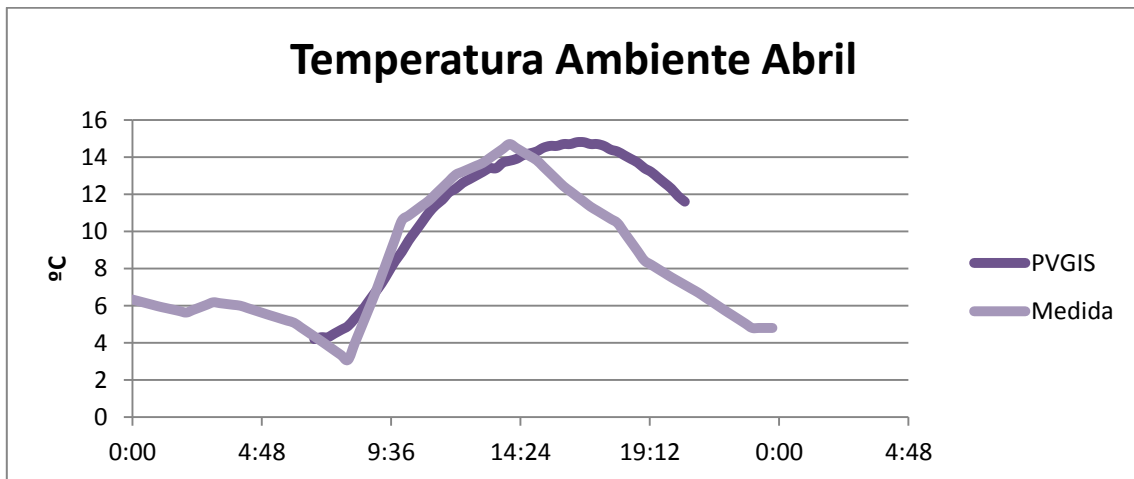


Figura 3.29: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Abril

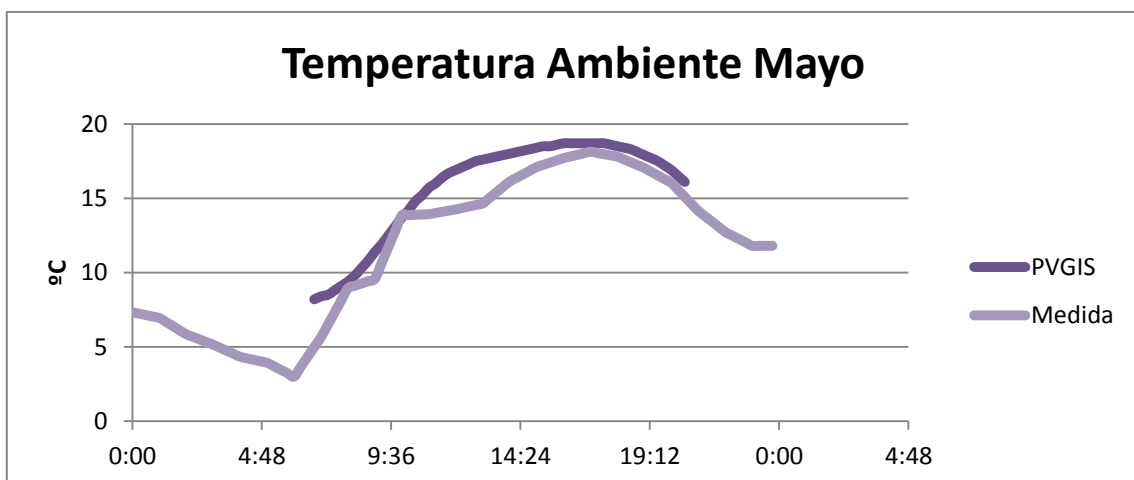


Figura 3.30: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Mayo

7 de julio de 2015

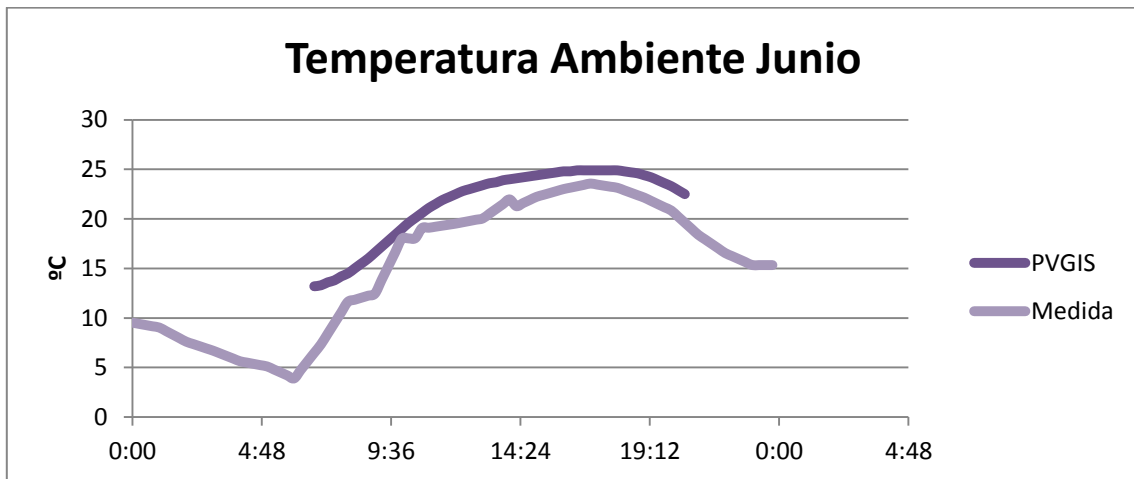


Figura 3.31: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Junio

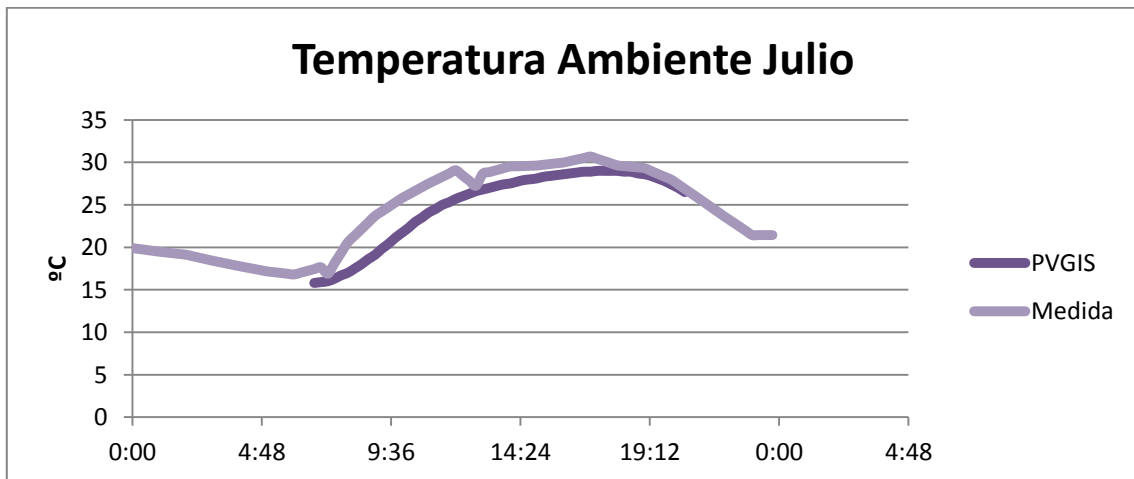


Figura 3.32: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Julio

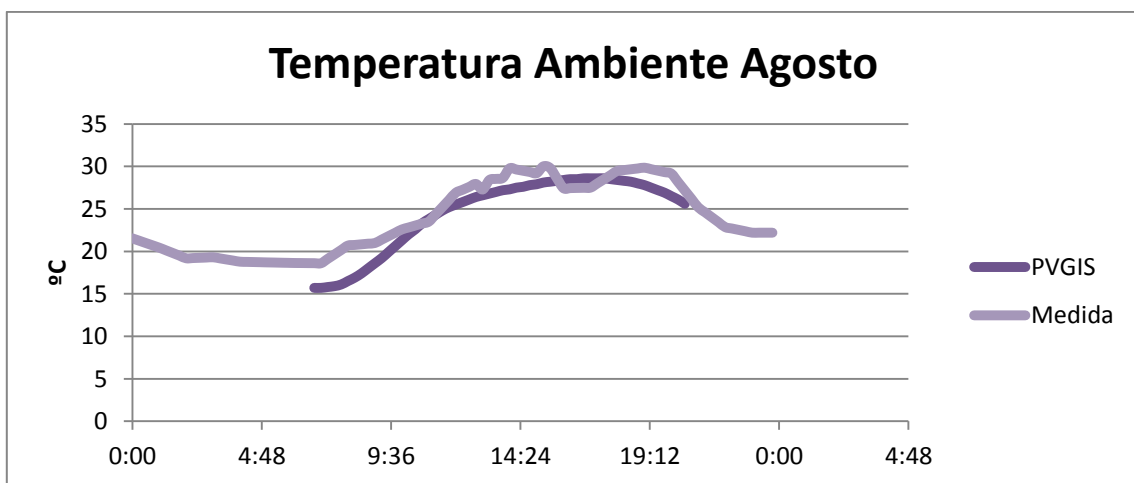


Figura 3.33: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Agosto

7 de julio de 2015

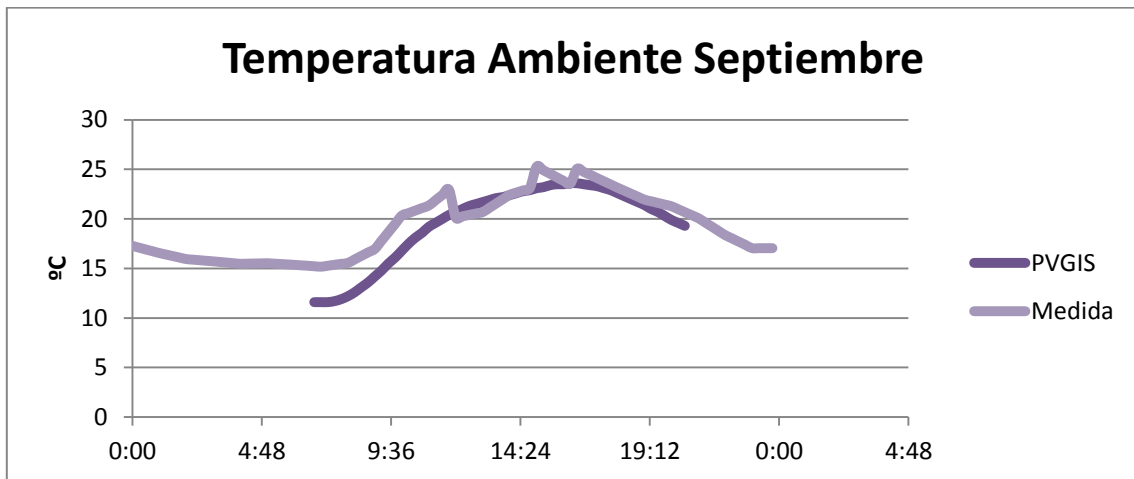


Figura 3.34: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Septiembre

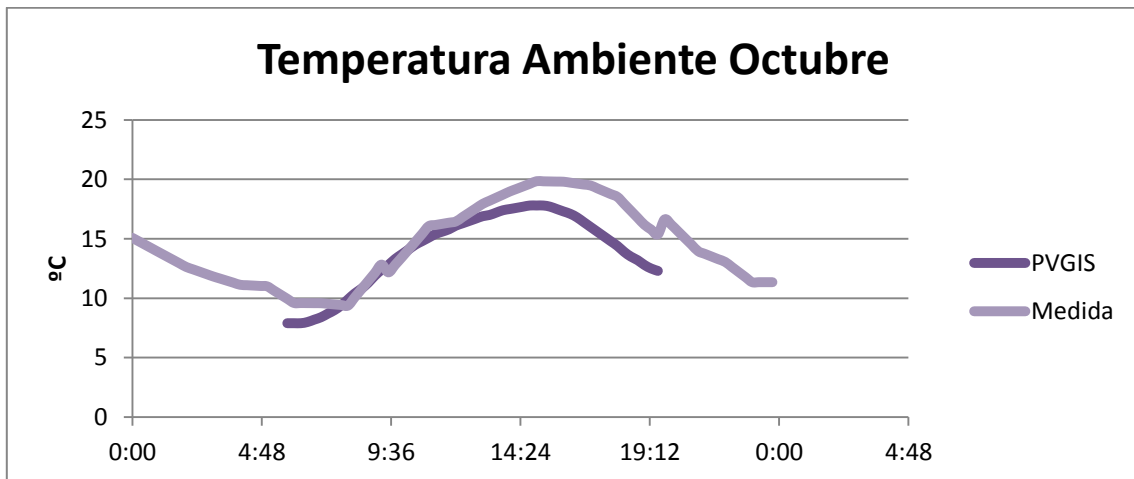


Figura 3.35: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Octubre

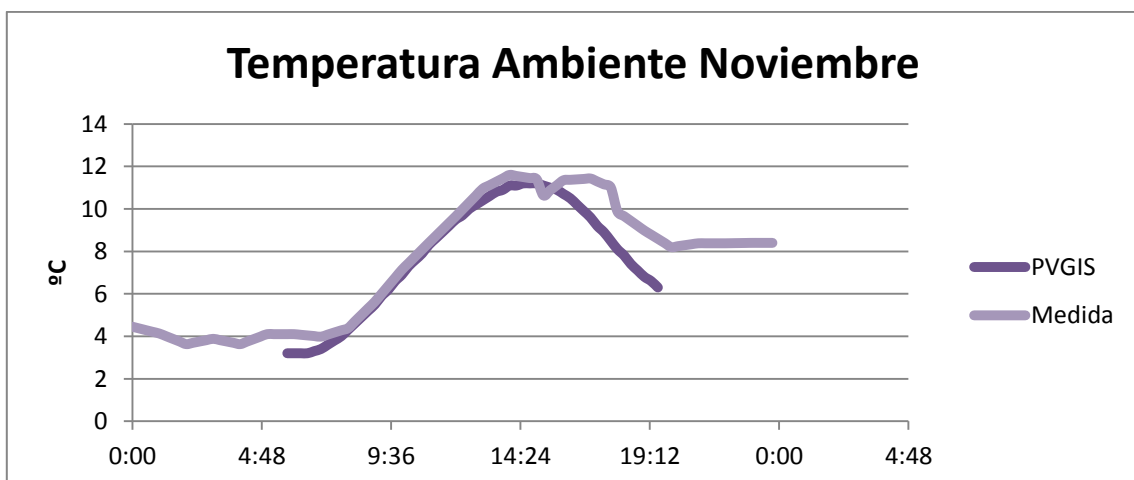


Figura 3.36: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Noviembre

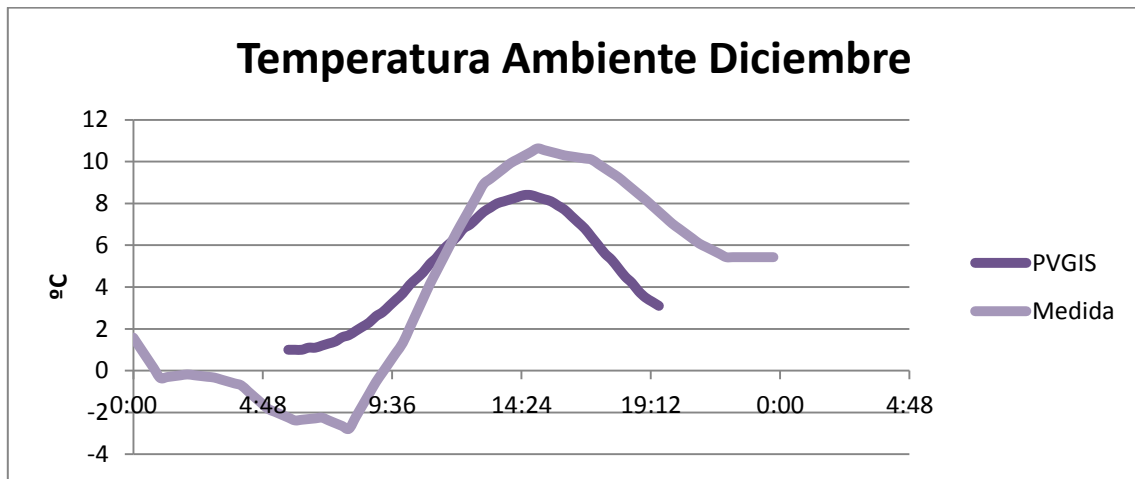


Figura 3.37: Evolución diaria de la Temperatura ambiente media en Diciembre

Las variaciones entre las temperaturas proporcionadas por PVGIS y las medidas en la instalación son de pequeña magnitud, en torno a los 2-3°C como máximo. Además, el error que se introduciría en el cálculo de la producción sería ínfimo, al depender la tensión de trabajo del módulo de la temperatura siguiendo la siguiente fórmula:

$$U_{MPP(Tmin)} = U_{MPP(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{Uoc} \times (T_p - 25)}{100} \right)$$

Con lo que una variación de 1°C de la temperatura del panel se traduciría en un cambio de la potencia generada del 2%.

Producción estimada vs. Producción real

Para comprobar la exactitud en la estimación de la producción se compararán los resultados obtenidos mediante la función de Matlab al introducir los datos de PVGIS, con los valores de potencia medidos en la instalación estudiada.

Al hacer este estudio hay que tener en cuenta que, además del posible error que se haya introducido en la utilización del modelo (posibles variaciones en los valores de rendimiento o de pérdidas eléctricas con respecto a las reales), existe un error de partida producido por la utilización de datos estimados (PVGIS) y no datos reales (error ya estudiado en el anterior apartado).

Por lo tanto, se podrá corroborar la validez del modelo con el cálculo de la variación porcentual de los datos estimados de potencia con respecto a los datos que ofrecen los equipos de medida de la planta fotovoltaica, así como con una representación gráfica de las dos curvas de potencia a lo largo de un día medio.

7 de julio de 2015

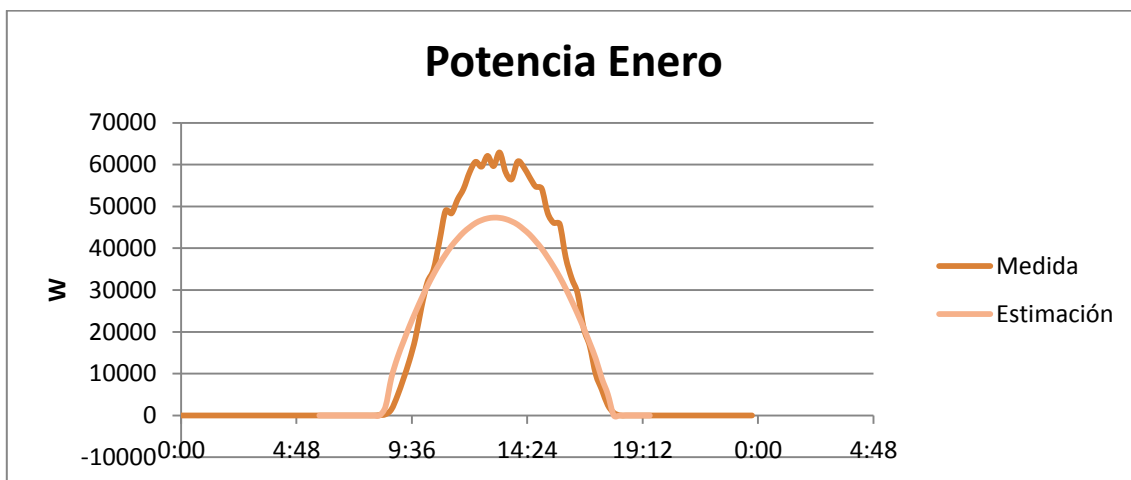


Figura 3.38: Evolución diaria de la Potencia producida media en Enero

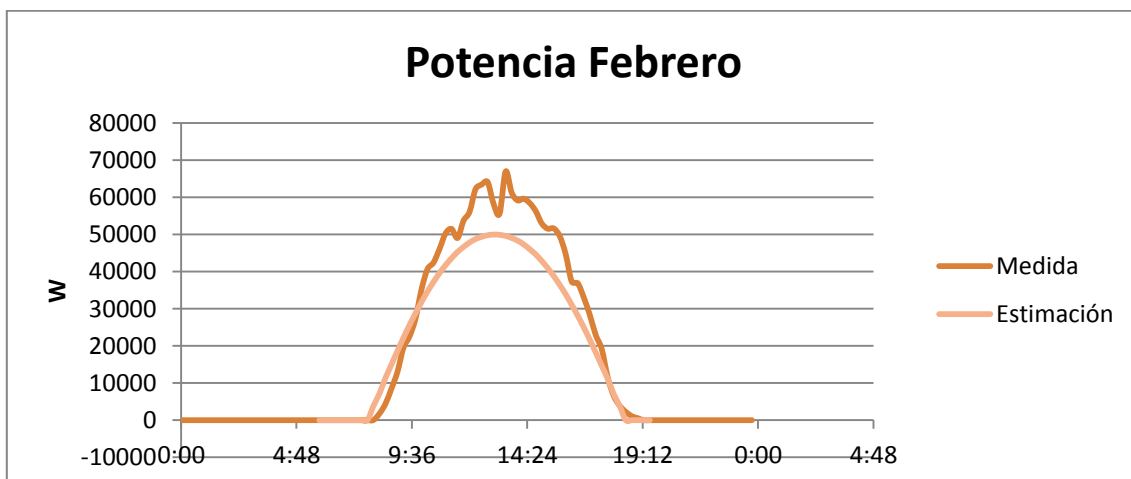


Figura 3.39: Evolución diaria de la Potencia producida media en Febrero

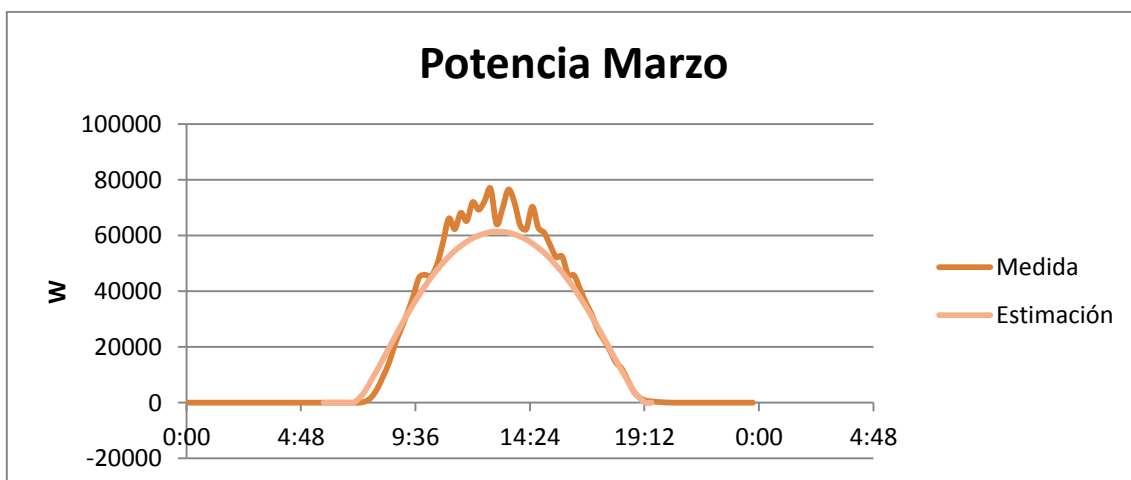


Figura 3.40: Evolución diaria de la Potencia producida media en Marzo

7 de julio de 2015

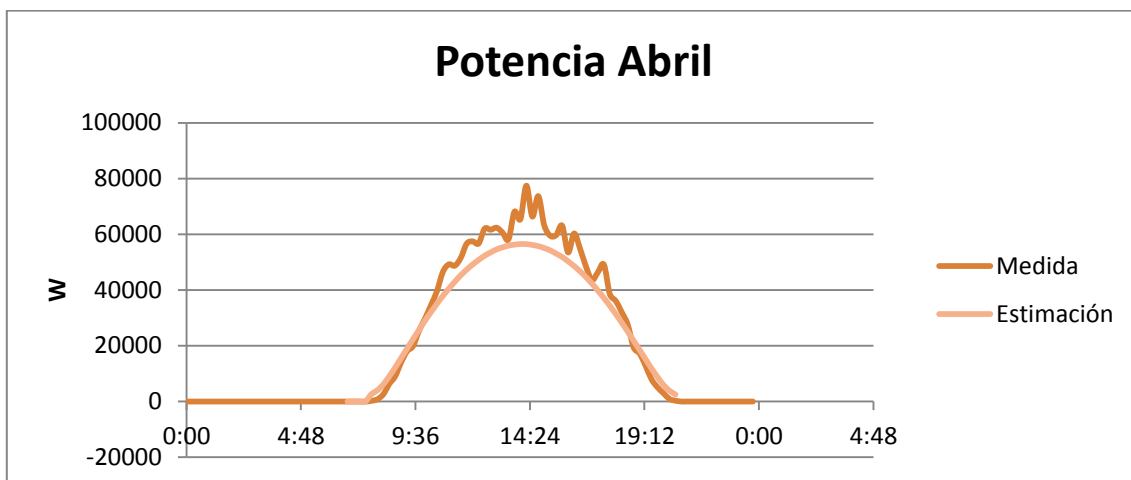


Figura 3.41: Evolución diaria de la Potencia producida media en Abril

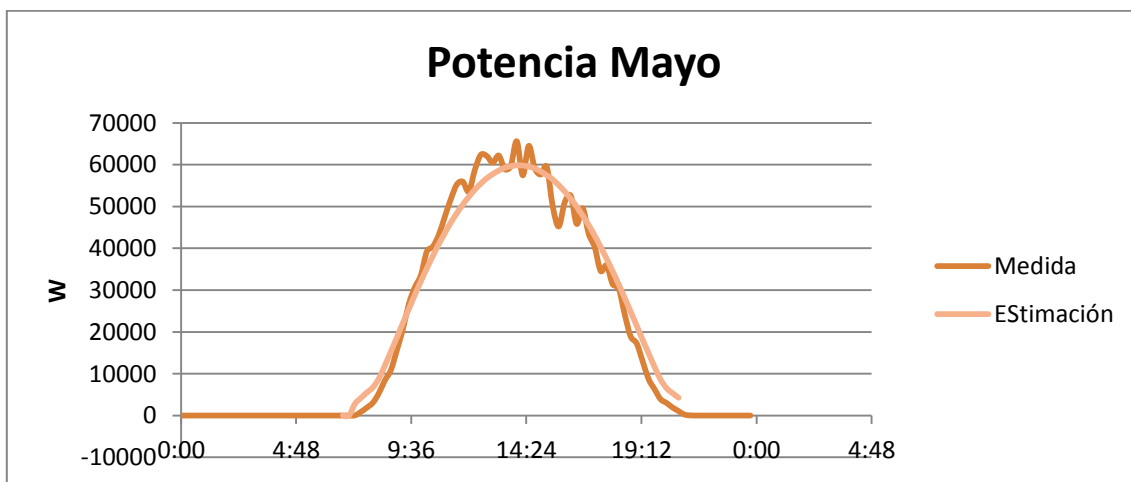


Figura 3.42: Evolución diaria de la Potencia producida media en Mayp

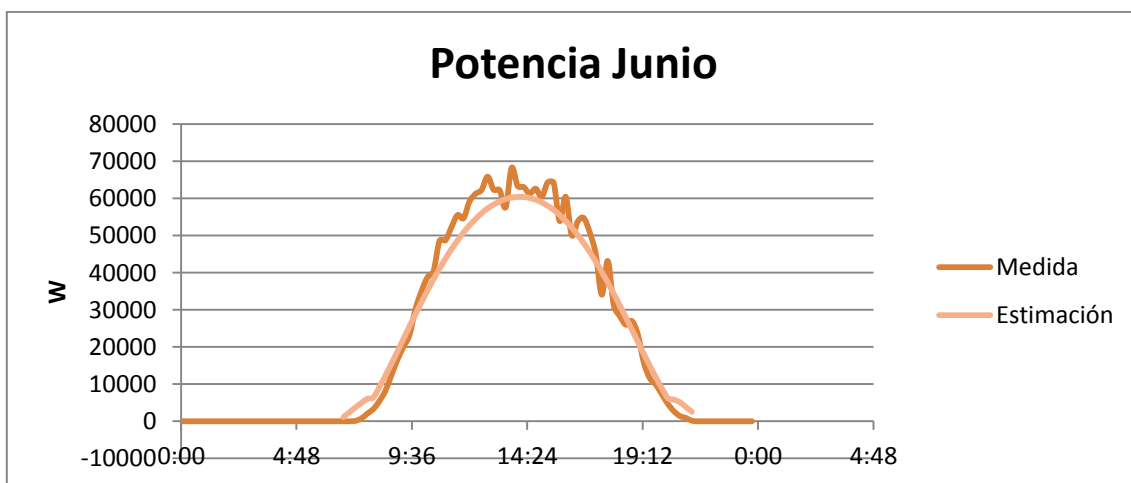


Figura 3.43: Evolución diaria de la Potencia producida media en Junio

7 de julio de 2015

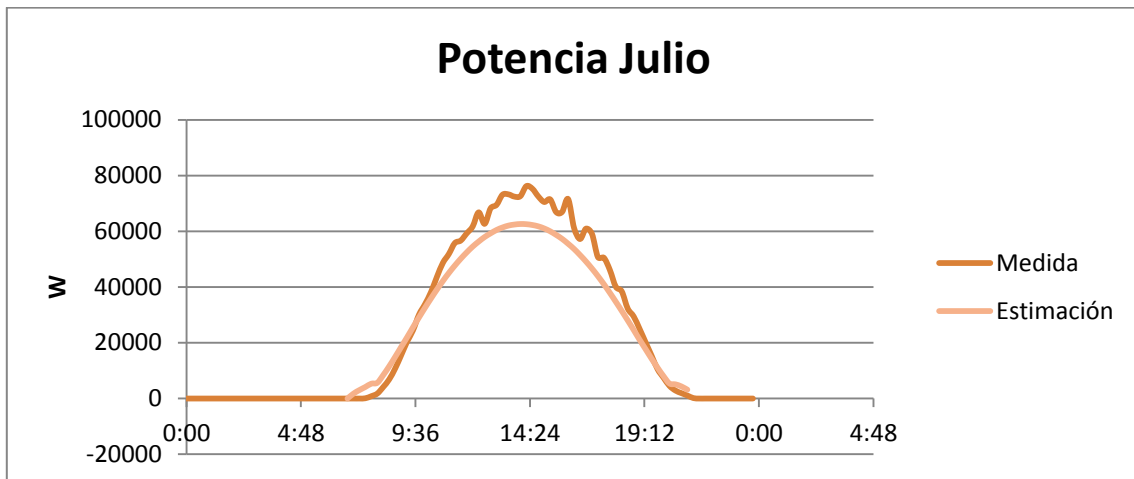


Figura 3.44: Evolución diaria de la Potencia producida media en Julio

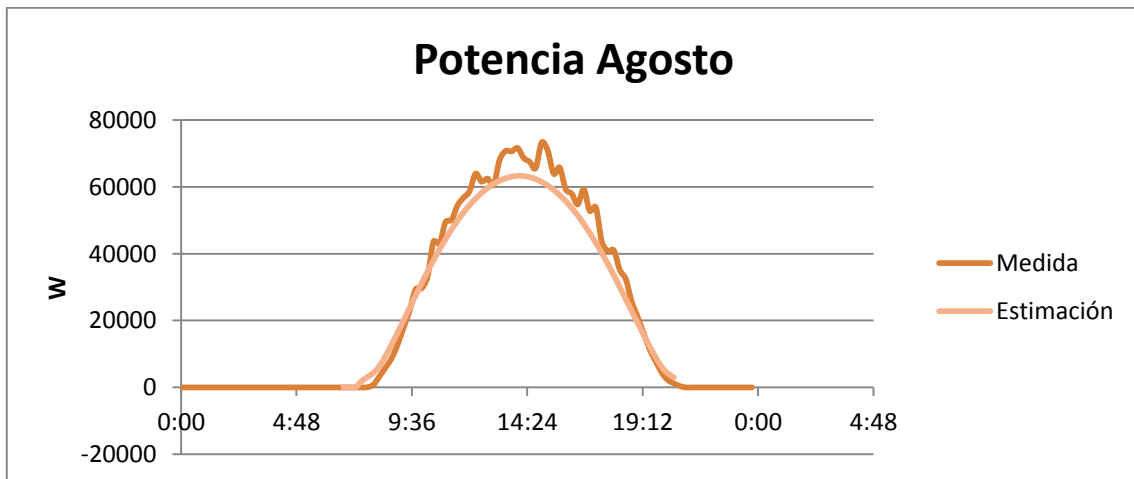


Figura 3.45: Evolución diaria de la Potencia producida media en Agosto

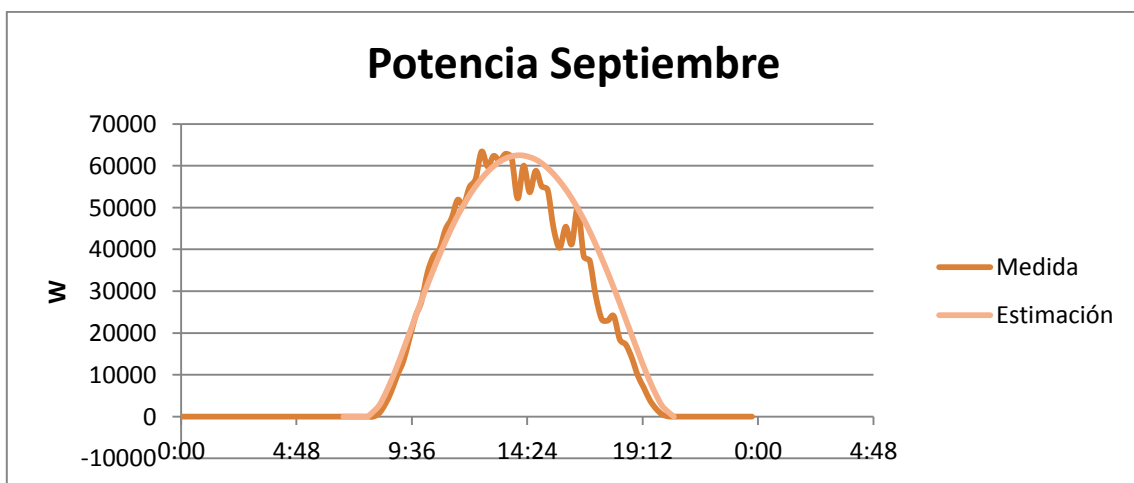


Figura 3.46: Evolución diaria de la Potencia producida media en Septiembre

7 de julio de 2015

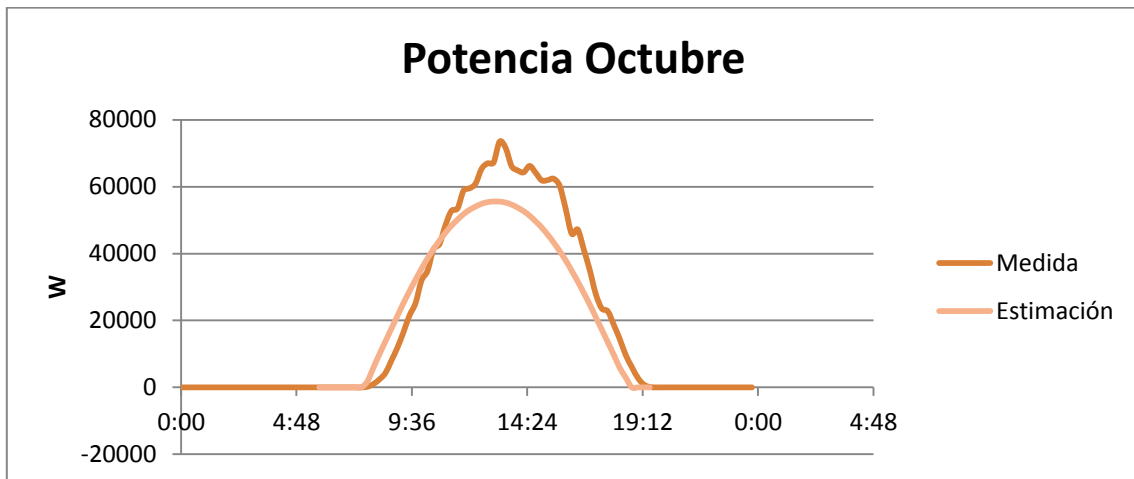


Figura 3.47: Evolución diaria de la Potencia producida media en Octubre

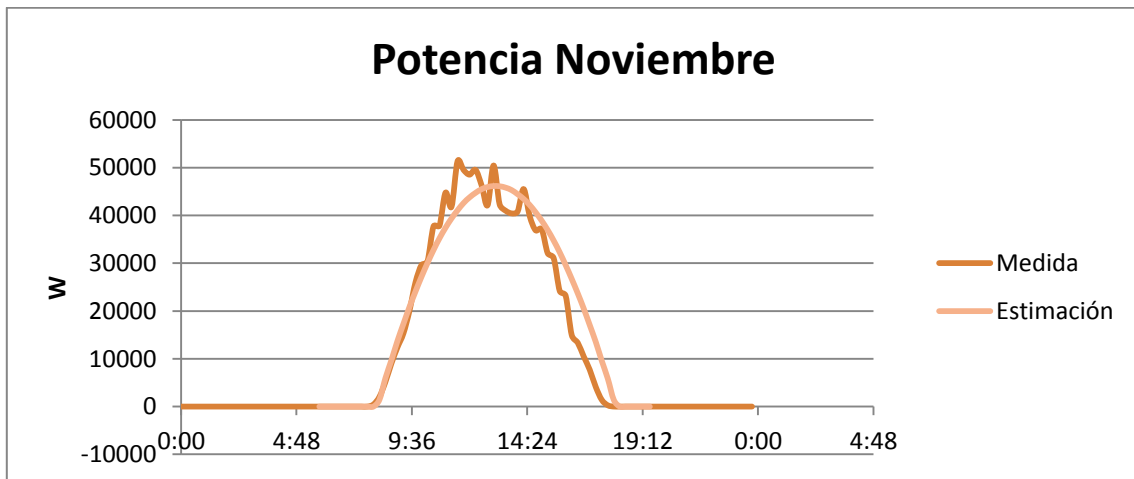


Figura 3.48: Evolución diaria de la Potencia producida media en Noviembre

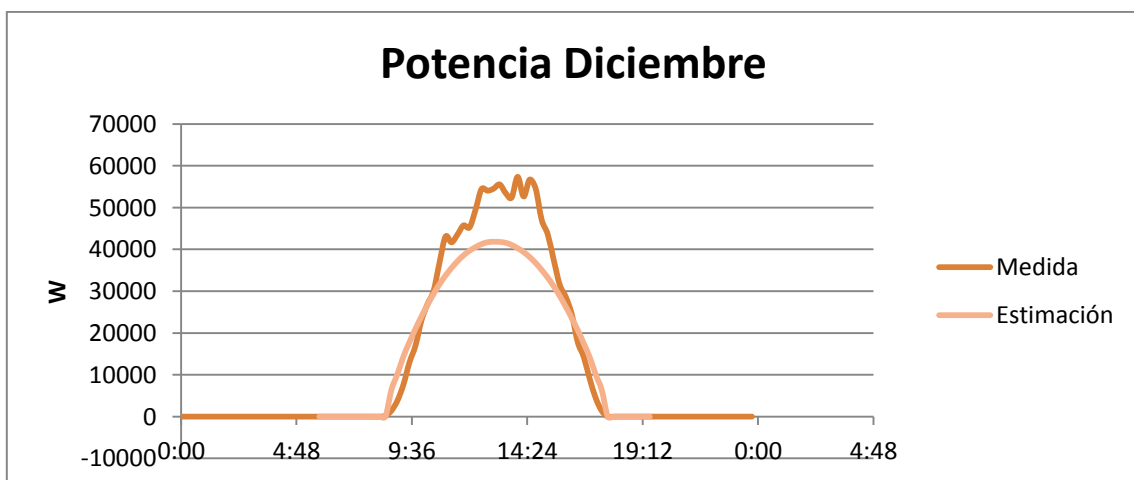


Figura 3.49: Evolución diaria de la Potencia producida media en Diciembre

7 de julio de 2015

Al observar estas gráficas se puede apreciar que las diferencias entre los datos estimados por el modelo y las medidas hechas en la instalación se asemejan bastante a las que se encontraban en los valores de irradiancia utilizados.

Para comprobar si existe una relación directa entre estos dos parámetros a la hora de estudiar el error de la estimación realizada, se procederá a representar la variación porcentual tanto de los datos de irradiancia como de los de potencia producida (variación porcentual de los datos medidos in situ frente a los datos utilizados en el modelo).

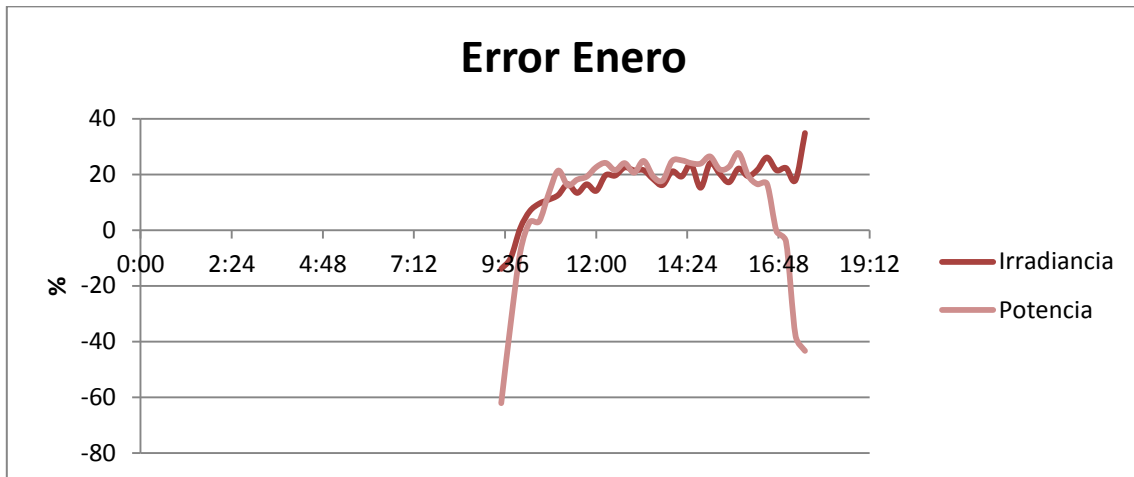


Figura 3.50: Evolución diaria del error de estimación en Enero

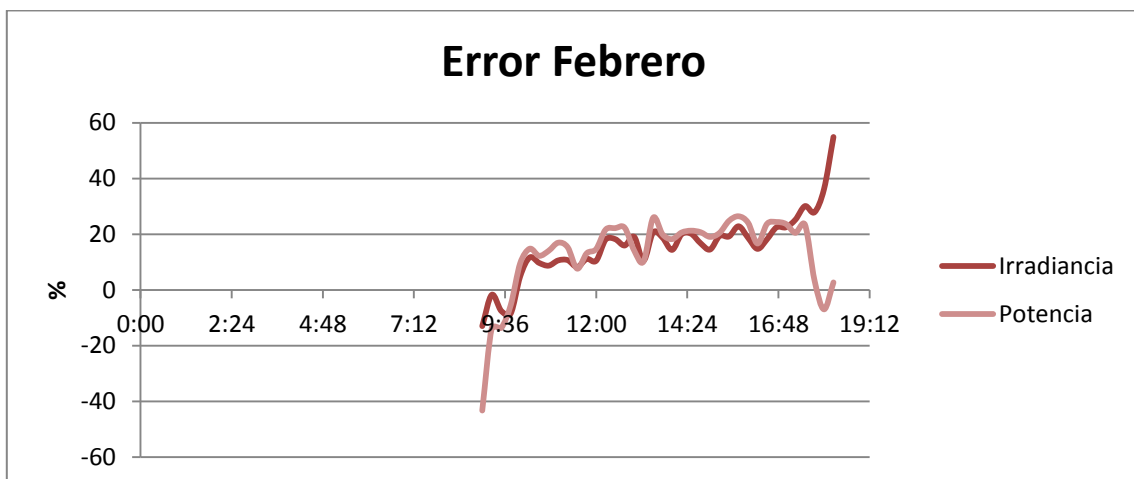


Figura 3.51: Evolución diaria del error de estimación en Febrero

7 de julio de 2015

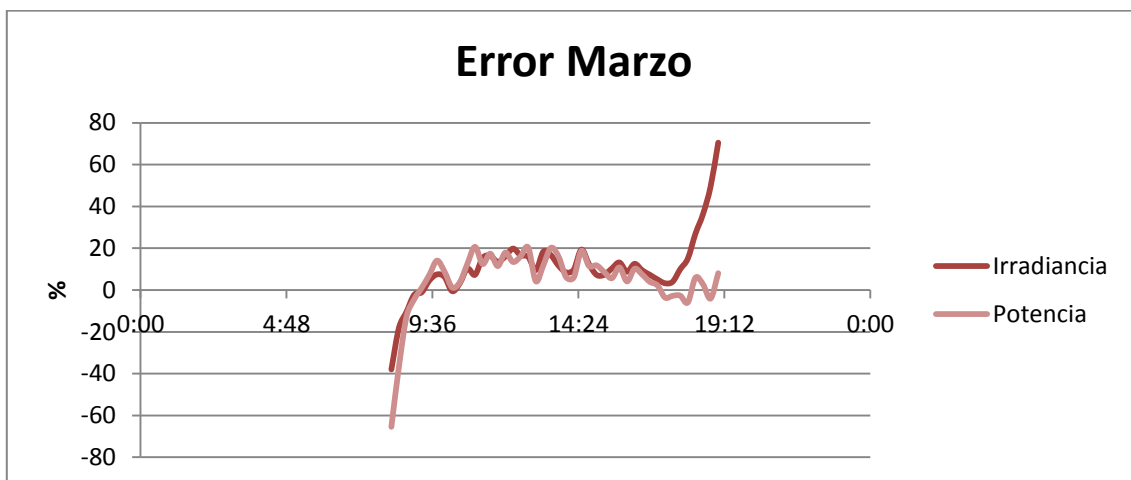


Figura 3.52: Evolución diaria del error de estimación en Marzo

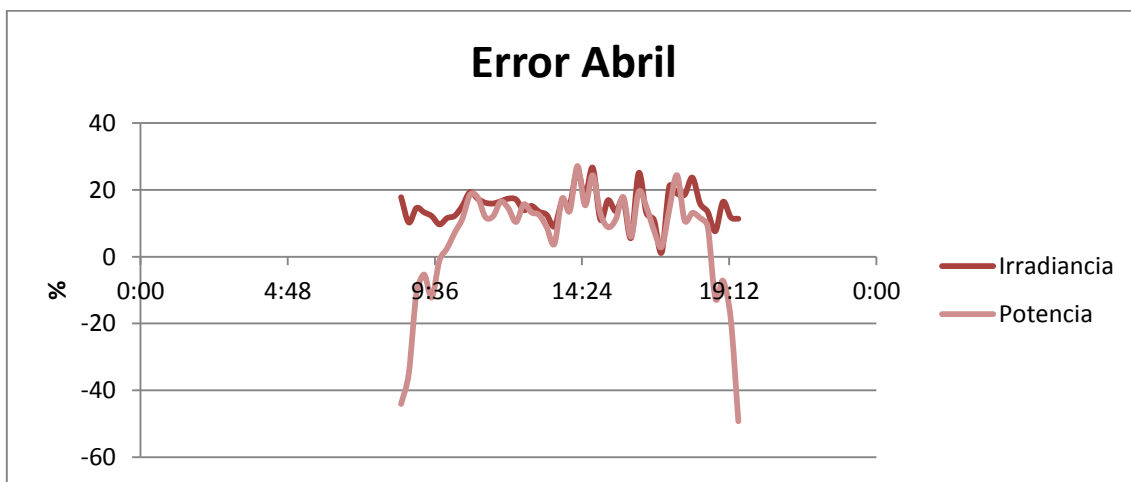


Figura 3.53: Evolución diaria del error de estimación en Abril

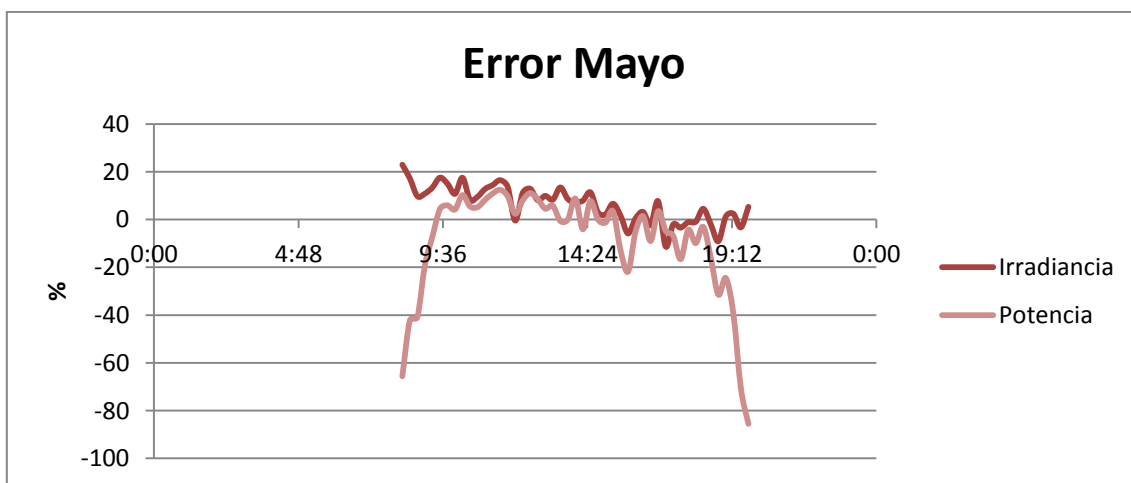


Figura 3.54: Evolución diaria del error de estimación en Mayo

7 de julio de 2015

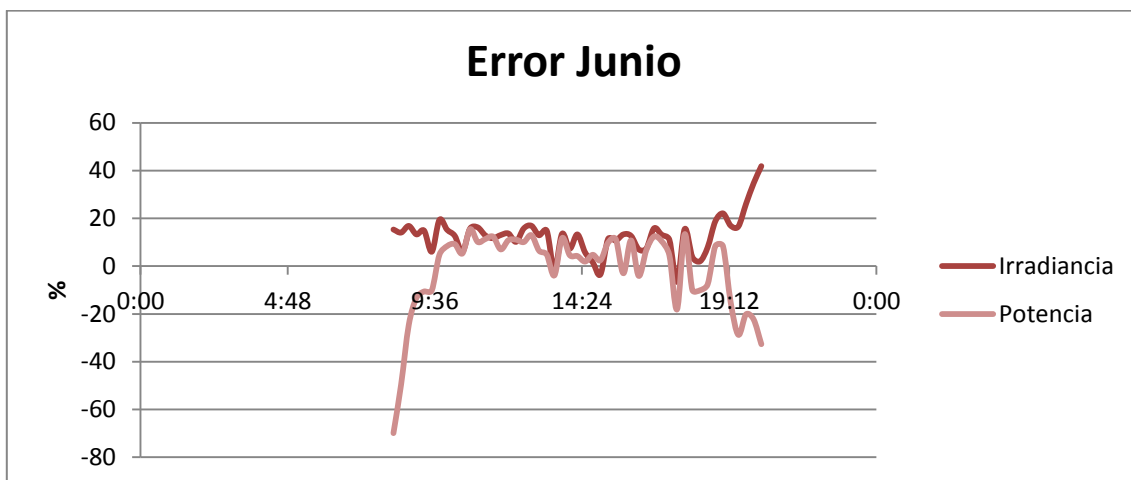


Figura 3.55: Evolución diaria del error de estimación en Junio

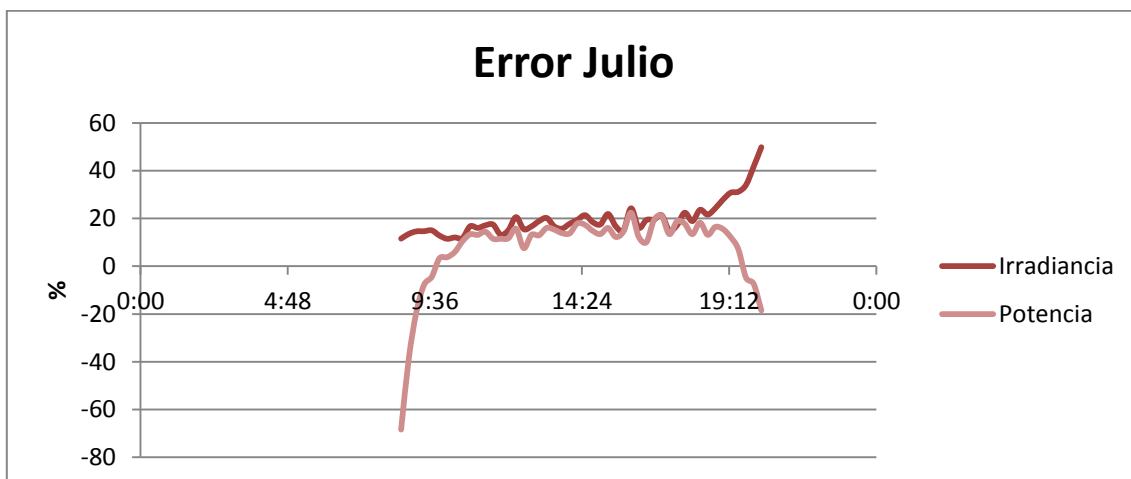


Figura 3.56: Evolución diaria del error de estimación en Julio

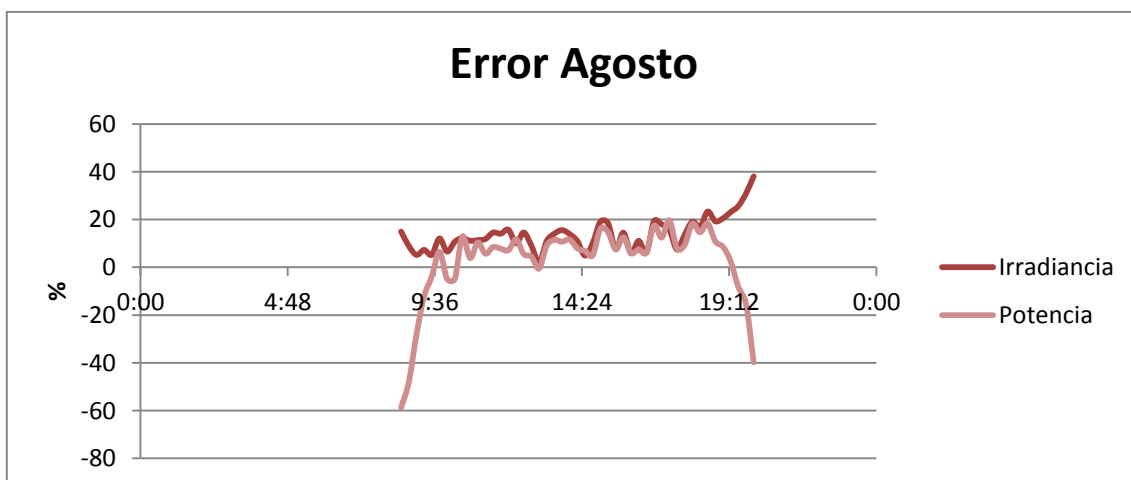


Figura 3.57: Evolución diaria del error de estimación en Agosto

7 de julio de 2015

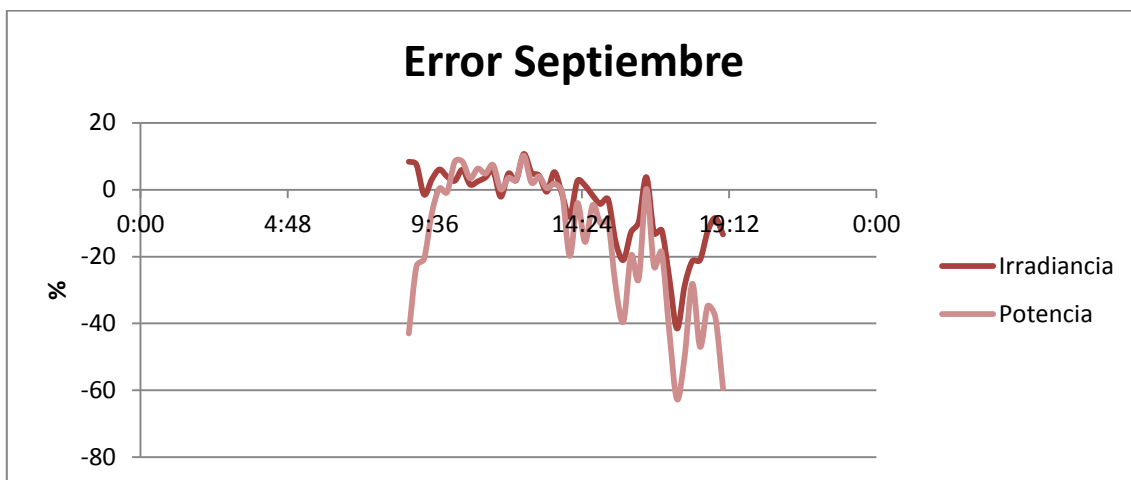


Figura 3.58: Evolución diaria del error de estimación en Septiembre

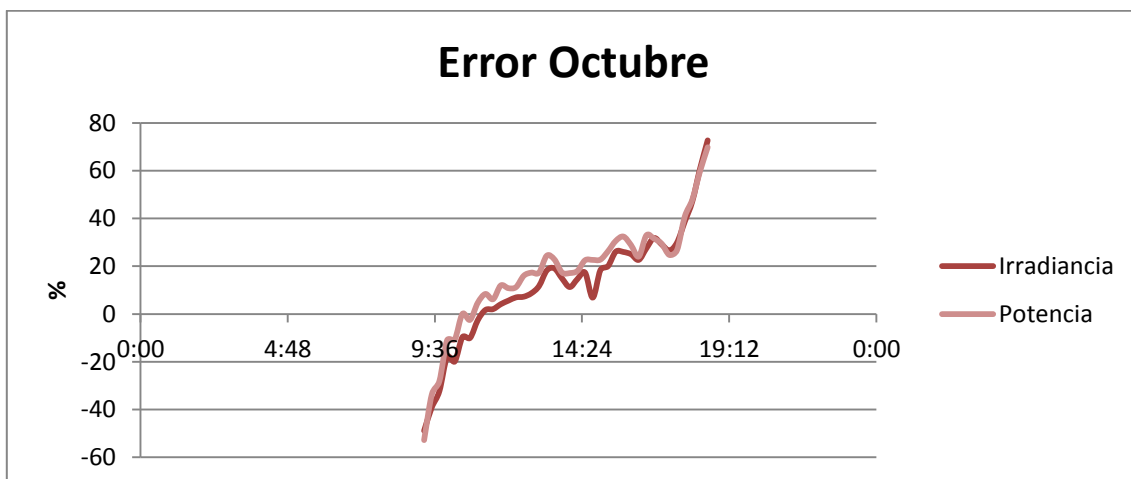


Figura 3.59: Evolución diaria del error de estimación en Octubre

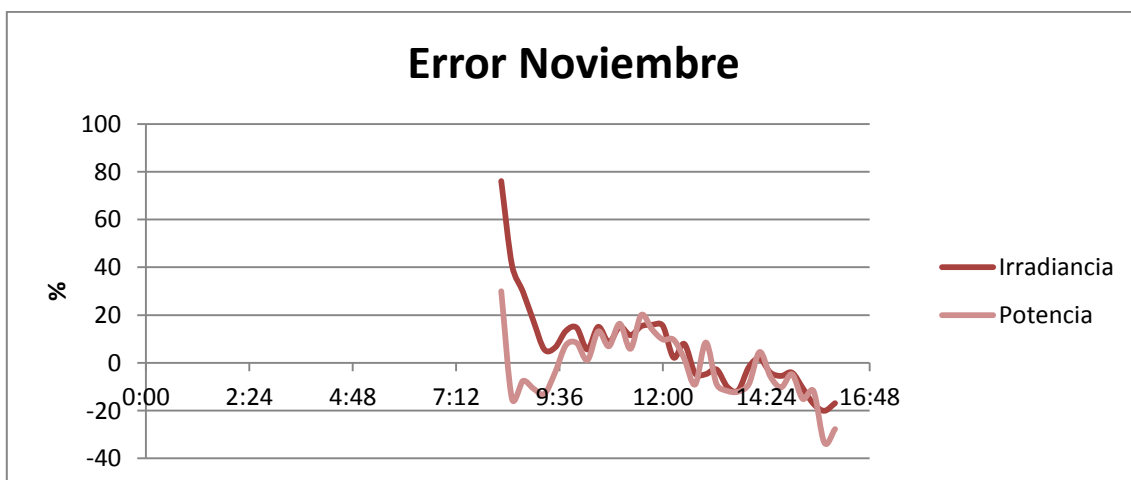


Figura 3.60: Evolución diaria del error de estimación en Noviembre

7 de julio de 2015

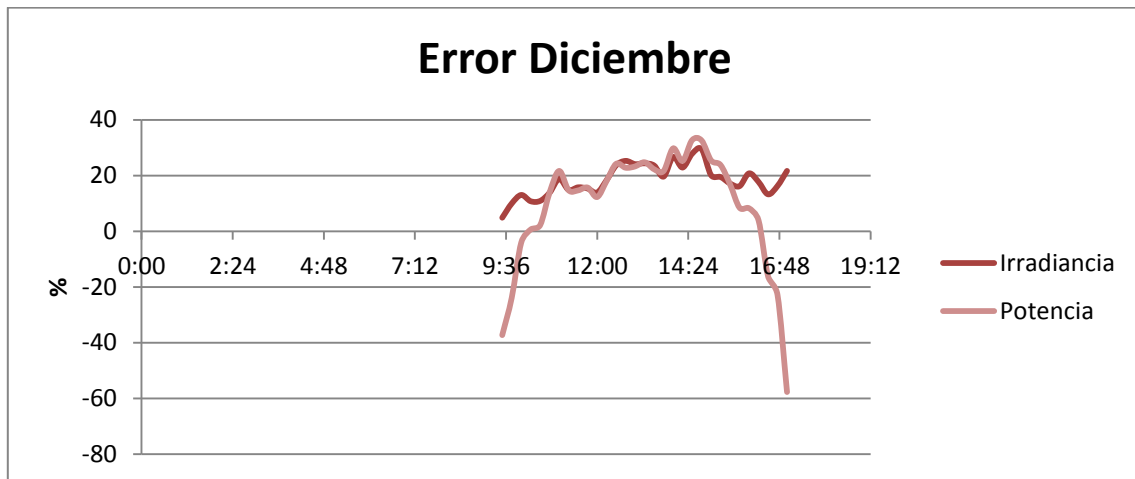


Figura 3.61: Evolución diaria del error de estimación en Diciembre

Estudiando estas curvas se puede llegar a la conclusión de que el error obtenido al estimar la potencia producida mediante el modelo de Matlab se debe principalmente al error introducido al utilizar datos de irradiancia procedentes de la herramienta PVGIS. Así, el error que introduce la función de estimación de la producción es mínimo, del orden del 1-5%, aunque en los instantes de poca producción sí se observan variaciones significativas, ya que los valores de potencia son muy pequeños y tienden a generar más error.

Por lo tanto también se puede afirmar que el error introducido al usar temperaturas obtenidas mediante PVGIS influye poco en el resultado final de la estimación de la potencia generada.

Para concluir, se puede corroborar la exactitud del modelo propuesto, ya que la estimación de la producción resultaría satisfactoria si no se introdujera un error tan alto al utilizar datos de irradiancia facilitados por PVGIS.

El pequeño error que pudiera ser introducido por la función utilizada sería debido a las posibles variaciones del rendimiento de la instalación en su conjunto, las cuales presentan valores muy bajos para el orden de magnitud utilizado.

CAPÍTULO 4. RED NEURONAL (FUNCIÓN DE COSTES)

Resumen de los presupuestos

Para la generación de la función de costes se utilizará una red neuronal (mediante la Neural Network Toolbox de Matlab), la cual ha sido entrenada con los datos de 40 instalaciones diferentes que hemos obtenido de la red, con sus correspondientes presupuestos.

A continuación se expone un resumen de las características de cada una de estas instalaciones y de cómo se ha calculado la inversión necesaria para la implantación de los elementos comunes a toda planta, dato que tiene que ser extraído del presupuesto facilitado y que será el que se utilizará para buscar una tendencia general de precios dependiendo de la potencia pico, el número de inversores utilizados, la instalación en suelo o en cubierta, y el año en el que se desarrolla el proyecto. Los gastos de ingeniería (proyecto) y trámites legales no se añaden, tampoco sistemas de monitorización, para igualar los proyectos.

Para el estudio de la inversión total necesaria en cada uno de los proyectos se ha diferenciado entre los costes parciales de cada uno de los elementos principales de una instalación de estas características:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Estructura soporte
- Obra civil
- Instalación eléctrica, diferenciando dentro de esta:
 - o Cableado
 - o Protecciones
 - o Centro de transformación
- Montaje de los elementos de la instalación

Con estos datos se procederá a calcular los precios unitarios de cada una de estas partidas, para con un estudio de las variaciones de estos llegar a la conclusión de que el precio unitario de los módulos e inversores son demasiado variables, sobre todo en función del año de ejecución, ya que los precios de estos elementos han disminuido de forma muy significativa durante los últimos años.

Teniendo en cuenta estas observaciones, la variable que se utilizará como salida de la red neuronal diseñada será el coste unitario de los elementos restantes de la instalación, ya que los valores de este parámetro se pueden considerar independientes del año de ejecución del proyecto.

Desarrollo De Estrategias Para La Optimización De La Rentabilidad De Una Instalación Fotovoltaica Basadas En El Diseño

7 de julio de 2015

	Inversores	Suelo/Cub	Coste Total	Módulos			Inversores		Estructura	Obra Civil	Instalación Eléctrica			Montaje
				Wp Módulo	MóduloUn	MóduloTotal	InversorUn	InversorTotal			Cableado	Protección	Centro Transf	
1.15MW 2010 Raúl Blázquez [23]	1	Suelo	3972969,52	225	387,39	1983436,8	358056,65		947542,4 (seg)	201600	29624,57	18242,57	220466,46	
1.1MW 2008 Roger Guardiola [24]	11	Suelo	6022766	5035536						255760	512570	83655		99000
1.5MW 2012 Carlos Suárez [25]	15	Suelo	5657538	180	426,3	3913434	23490	352350	718200	303289,5	269460			
1MW 2010 Ixtebe Portabella [26]	4	Suelo	4757800	180	540	3264000	68000	272000	435200	25000	761600			
2kW 2012 Alberto Díaz [27]	1	Cubierta	8037,95	250	629,81	5038,48	923,94		491,14		1078,67		505,72	
8.7kW 2013 Juan Peñaranda [28]	2	Cubierta	15515,61	290	186,94	5608,2	1264,46	2528,92	2096,85		4996,64			
20kW 2010 José Luis Aulló (PR) [29]	1	Cubierta	91989,92	185	536,5	68672	11320		5399,04		3779,33	2519,55		
35kW 2014 Jaime Domingo (PR) [30]	3	Cubierta	76041,98	240	240	34560	2364,75	7094,25	15736,32	3115,74	15535,67			
51kW 2009 Antoni Aguilà (PR) [31]	9	Cubierta	250081,81	220	649,42	159757,32	1835,95+2360,49	19670,79	25674,96	14957,07	30021,67			
60kW 2010 José Luis Aulló (PR) [32]	3	Cubierta	260300,4	185	536,5	193140	11320	33960	15184,8		10629,36	7086,24		
100kW 2009 Oscar Molina [33]	1	Suelo	422039,32	165	412,5	288750	29552,35		63654,5	18187,6	11788,87		10106	
100kW 2010 José Luis Aulló (PR) [34]	1	Cubierta	438003,6	185	536,5	343360	35854		26995,2		18896,64	12597,76		
100kW 2006 Sergio Morató [35]	2	Suelo	527526,58	190	665	405517	5400	10800	1547		38530,72?		24931,86	
100kW 2007 Rafael Luna [36]	1	Suelo	634839	222	780	411840	32000		60000	51000	36700			
100kW 2008 Ignacio Torres [37]	10	Cubierta	530100	190	608	334400	4700	47000	80000	32000	36700			
100kW 2008 Iñigo López [38]	20	Cubierta	532798,66	230	736	323840	4700	94000	21704,04	44271,84	49130,03			
100kW 2009 Francisco de Delás [39]	1	Suelo	408538	220	650	309400	26000		35700	13500	23938			
100kW 2009 UPC [40]	1	Cubierta	636580,2	210	888	503496	40110		42865,2		50109			
100kW 2010 Ramón Vergara (PR) [41]	1	Cubierta	246485,79	240	464	212976	17230,5		6321		9958,29			
100kW 2013: Sergi Español [42]	10	Suelo	341997,27	185	376,3	210728	5138,01	51380,1			5881,61		72377,07	
200kW 2014 Rocío Alvarez [43]	1	Cubierta	344956,59	265	166,8	143148,72	19654,56		50561,94		30071,37	100320		
1.8kW 2013 Francisco Rangel [44]	1	Cubierta	5102,46	245	365	2920	1265		350		567,46			
6700W 2010 Jordi García [45]	1	Cubierta	344956,59	110	433,32	28599,12	2094,68		3787,31		30071,37	100320		
20 MW 2012 Macarena Jiménez [46]	20	Suelo	34683964	290	243,6	19293120	156800	3136000	2481600	4604342,46	1502041,976	45540,8	847866,18	2773453,59
200kW 2009 Alberto Vegas [47]	8	Cubierta	703049,02	165	503,2	542060,64	15500	109120	12736,7	21587	17544,68			
99kW 2008 Jordi Pellicer (PR)[48]	18	Suelo	341693,84	210	410	221400	1895	341010	41400 (seg)	31596	13187,84			
1890kW 2010? Reyes Buzón [49]	3	Suelo	10509692,5	128	549,12	9303620,04	31100	93300	303345	478597,5	242068,01		88762	
60kW 2009 Israel Blanco [50]	1	Cubierta	347066,27	170	700,25	252090	35450		36690	15300	2946,54	1589,73		
96kW 2015 José Jorge Belda [51]	6	Cubierta	344956,59	275	137,5	58712,5	3374,5+3584,5	20877	8597,4		20310,47			
100kW 2010 Roberto Sanz [52]	1	Cubierta	920841,9	260	1812,3	840907,2	23959		29591,2	9726,38	16657,95			
2MW 2011 Fernando Moreno [53]	4	Cubierta	2917377,81	222	213,2	2037427,2	46291,26	185165	486068,54	5341,61	203375,4			
250kW 2013 Franklin Manuel Cabrera [54]	3	Suelo	642333,79	250	420	462000	13113,34+18000,9	49115,14	70200	16924	22494,65			
20kW 2010 José Luis Aulló (PR) [55]	1	Cubierta	86966,8	185	536,5	64380	11320		3787,31	5061,6	3543,12	2362,08		
500kW 2013 Josu Recarte [56]	16	Suelo	1030373,55	300	259,8	523756,8	12372	197952	960000 (seg)	14654	185629,93	2384,32	105996,5	
100kW 2010 Fátima Casas [57]	1	Suelo	560850	200	851	425671	35597		80080	18401	1101			

Tabla 4.1: Resumen de los presupuestos utilizados

7 de julio de 2015

Red Neuronal

Para la generación de una función de costes que tenga en cuenta todos los parámetros que influyen en éste cálculo se ha utilizado la herramienta que ofrece el programa Matlab referente a las diferentes aplicaciones que tienen las redes neuronales.

Una red neuronal artificial se puede definir como un modelo de aprendizaje estadístico inspirado por la arquitectura del sistema nervioso de los animales, y se usa para estimar o aproximar funciones que dependen de un gran número de inputs y son generalmente desconocidas. Consiste en un conjunto de neuronas conectadas entre sí, trabajando en grupo sin que cada una tenga una tarea concreta. Mediante el entrenamiento de ésta, las neuronas adquieren experiencia y van creando y mejorando sus conexiones.

En el caso que nos ocupa, para crear la red neuronal que prediga la inversión necesaria de una instalación se ha utilizado la “Neural Network Toolbox” de Matlab, y en concreto la aplicación “Neural Net Fitting”. Esta aplicación se basa en la resolución de problemas de ajuste de funciones, en los cuales se utiliza una red neuronal para trazar un mapa entre un conjunto de datos de entrada y otro de resultados objetivo.

Esta aplicación sirve como una ayuda para seleccionar los datos, crear y entrenar la red, y evaluar su desempeño, sin ser necesario conocer profundamente los fundamentos de programación necesarios para ello.

Los parámetros que influyen en la determinación de los costes de la instalación son los que utilizaremos como variables de entrada en la red, las cuales son:

- Potencia pico del campo fotovoltaico
- Potencia nominal del inversor
- Año de implantación del proyecto
- Número de inversores de la configuración
- Disposición en suelo o en cubierta

Como parámetro de salida u objetivo de la función se utilizará el coste unitario por Watio pico de los elementos de la instalación, sin incluir el coste del conjunto de los módulos fotovoltaicos ni de los inversores.

La arquitectura utilizada se caracteriza por una red de propagación hacia delante (feed-forward) de dos capas:

- Neuronas “Hidden” (escondidas) sigmoides
- Neuronas de salida lineales

Con la que se pueden solucionar problemas de mapeado multidimensionales, si se proporcionan datos consistentes y se proyectan neuronas suficientes en la capa escondida de la red.

7 de julio de 2015

El sistema de entrenamiento utilizado es el bayesiano, este se caracteriza por utilizar antecedentes del conocimiento adquirido para cada iteración con el fin de seleccionar una distribución de probabilidad para los parámetros del modelo. Además, realiza predicciones de las observaciones futuras integrando las predicciones obtenidas del modelo con respecto a cada distribución de parámetros proporcionada. De esta forma se tienen en cuenta todos los resultados de cada iteración para diseñar la forma de la red, y así obtener resultados más satisfactorios.

Para proceder a la construcción de la red neuronal en Matlab sólo es necesario indicar el número de datos que se utilizarán para el entrenamiento, para la validación, y para el test de la red, así como el número de neuronas "Hidden" y el método de entrenamiento utilizado.

La distribución de los datos utilizados para cada tarea será:

Validation and Test Data
Set aside some samples for validation and testing.

Select Percentages		Explanation	
Randomly divide up the 32 samples:			
Training:	80%	26 samples	Three Kinds of Samples: Training: These are presented to the network during training, and the network is adjusted according to its error. Validation: These are used to measure network generalization, and to halt training when generalization stops improving. Testing: These have no effect on training and so provide an independent measure of network performance during and after training.
Validation:	10%	3 samples	
Testing:	10%	3 samples	

Figura 4.2: Selección de las muestras para el entrenamiento de la red

El número de neuronas escondidas se estima a partir de datos encontrados en otros estudios de redes neuronales para conseguir funciones de aproximación. Con lo que se toman valores de a partir de 100 neuronas "Hidden", y probando los resultados con diferentes configuraciones, se opta finalmente por una red con 150 neuronas de este tipo.

7 de julio de 2015

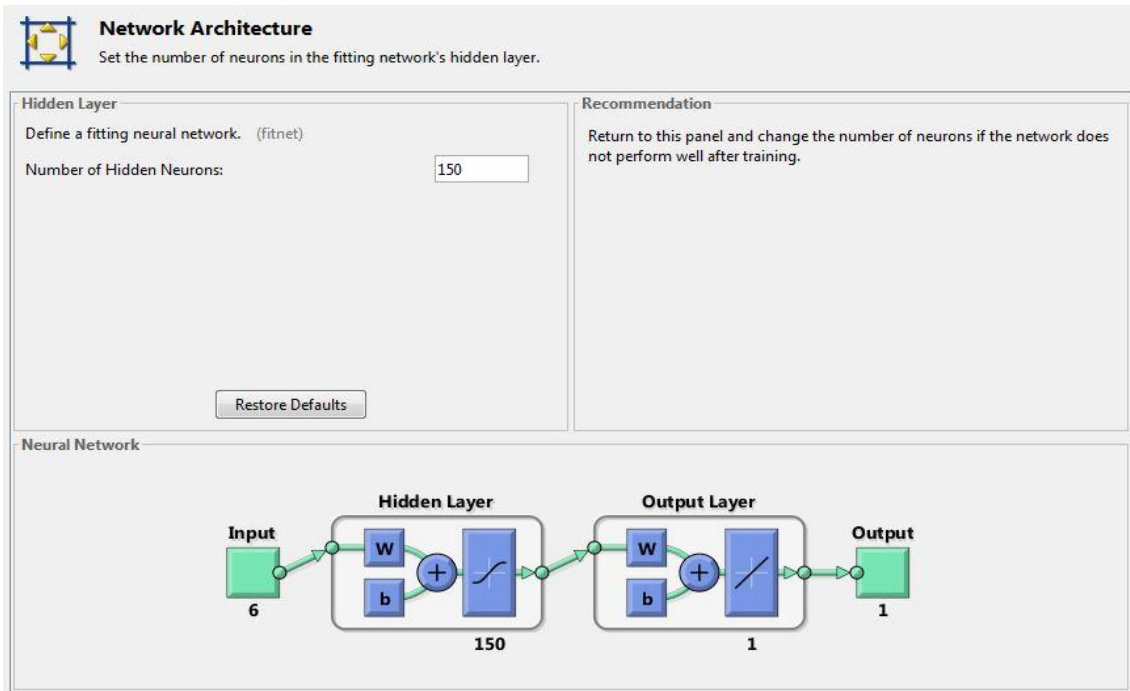


Figura 4.2: Diseño de la arquitectura de la red

Los resultados obtenidos se pueden observar gráficamente con una representación de un histograma del error:

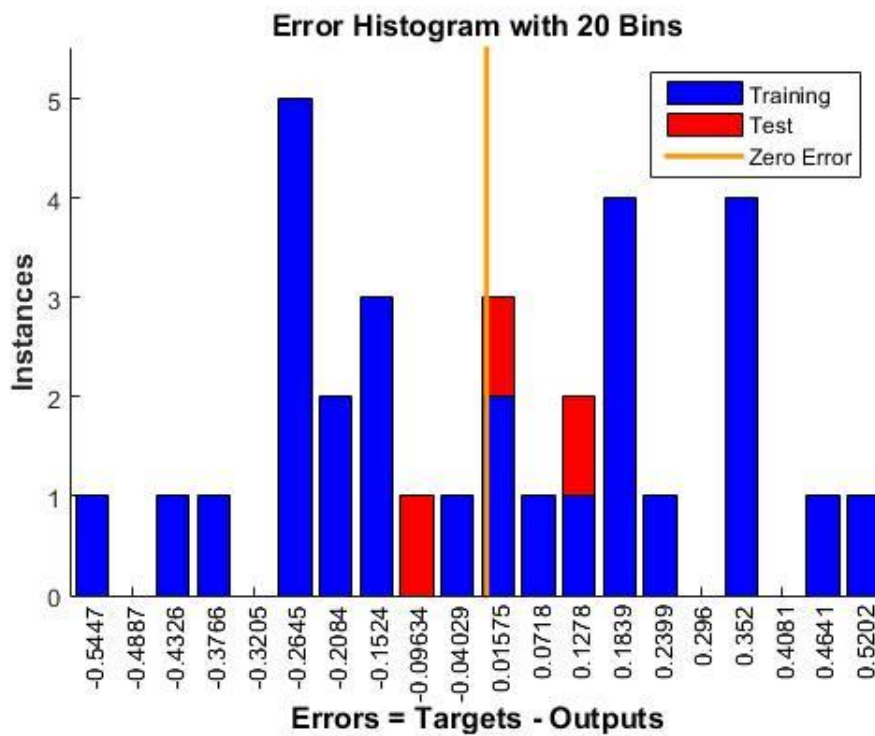


Figura 4.3: Representación del error de las muestras de test

7 de julio de 2015

Se puede apreciar que el error máximo que se produce para los ejemplos utilizados para testear la red es de 0.1€/Wp, el cual se puede considerar despreciable.

Con estos resultados, se puede tomar como válido este diseño de red neuronal, el cual será utilizado posteriormente en el modelo de Matlab generado.

CAPÍTULO 5. DISEÑO DE MODELOS DE INSTALACIÓN Y CÁLCULO DE LA INVERSIÓN NECESARIA

Para comprobar la bondad de la red neuronal diseñada para obtener el coste de la instalación a estudiar, se realizará el diseño pormenorizado de dos instalaciones tipo, una con un inversor central de 1MW y otra con 50 inversores distribuidos de 20kW cada uno.

Se estudiarán todos los elementos necesarios para la construcción de las instalaciones (cableado, protecciones, módulos, estructura, obra civil,...) y se calculará el precio de cada uno de estos para obtener la cantidad necesaria como inversión inicial para la consecución del proyecto.

5.1. INSTALACIÓN 1MW INVERSOR CENTRAL

Ésta instalación estará caracterizada por la utilización de un único inversor central de 1MW, el cual estará situado en el centro de la planta, y al que llegarán todas las líneas procedentes de los diferentes strings que conforman el campo fotovoltaico. Estas líneas tendrán dos fases de concentración, una inicial donde llegarán los conductores de 12 strings, y otra general donde llegarán las líneas de la mitad de concentradores primarios, al haber dos concentradores secundarios.

Cálculo del campo fotovoltaico

Antes de comenzar con los cálculos pertinentes al diseño de la instalación se deben enumerar las especificaciones de los elementos utilizados, como son los módulos y el inversor central.

- **Módulo fotovoltaico**

BenQ Solar GreenTriplex PM245P00 260Wp	
V_{MPP}	31.2V
I_{MPP}	8.34A
V_{OC}	37.7V
I_{SC}	8.83A
η	16.14%
<i>Coef Temp V_{OC}</i>	-0.32%/°C
<i>Coef Temp I_{SC}</i>	+0.04%/°C

Tabla 5.1: Especificaciones de los módulos

7 de julio de 2015

- Inversor

SC 1000CP XT	
<i>Potencia Máxima DC</i>	1112kW
<i>Tensión Entrada Máxima</i>	1000V
<i>Rango de voltaje de MPP</i>	596-850V
<i>Intensidad máxima admisible</i>	2500A
<i>Tensión de arranque</i>	795V
<i>Tensión de red</i>	365-465V(405V)
<i>Intensidad máxima de salida</i>	1568A
η_{max}	98.7%
η_{eur}	98.4%

Tabla 5.2: Especificaciones del inversor

Cálculo de la configuración serie/paralelo de los módulos

Se procederá a calcular las configuraciones de agrupación en serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta las limitaciones del inversor para no sobrepasarlas y con el objetivo de alcanzar la potencia necesaria.

Las limitaciones que se deben cumplir se basan en que el número de módulos en serie llegue a la tensión mínima de funcionamiento del seguidor del punto de máxima potencia, y no supere los valores de tensión máxima de entrada del inversor. Además, se tiene que cumplir que el número de strings conectados en paralelo no supere la intensidad máxima de entrada del inversor.

Para determinar los valores extremos de voltaje e intensidad de los módulos primero se deberán definir las temperaturas extremas que pueden alcanzar estos.

La temperatura del módulo sabiendo la temperatura ambiente del emplazamiento se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \times Irrad \quad (5.1)$$

El máximo valor de tensión que generan los módulos se produce en las condiciones extremas de mínima temperatura ambiente. En nuestro caso utilizaremos una temperatura mínima de 2°C en el emplazamiento de la instalación, y para una irradiancia nula (0W/m2).

Para estas condiciones la temperatura del módulo será:

$$T_{mod} = 2 + \frac{46 - 20}{800} \times 0 = 2^{\circ}C \quad (5.1)$$

La tensión para el punto de máxima potencia (MPP) se calcula a partir de las condiciones STC de la siguiente manera:

7 de julio de 2015

$$U_{MPP(Tmin)} = U_{MPP(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{Uoc} \times (T_p - 25)}{100} \right) \quad (5.2)$$

Siendo ΔU_{Uoc} el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura, que en el caso del módulo utilizado es de $-0.32\%/^{\circ}\text{C}$

$$U_{MPP(Tmin)} = 31.2 \times \left(1 + \frac{-0.32 \times (2 - 25)}{100} \right) = 33.496V \quad (5.2)$$

El cálculo de la tensión de circuito abierto para condiciones distintas a las estándar se realiza mediante la utilización de la siguiente fórmula:

$$U_{OC(Tmin)} = U_{OC(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{Uoc} \times (T_p - 25)}{100} \right) \quad (5.3)$$

Que en nuestro caso será:

$$U_{OC(Tmin)} = 37.7 \times \left(1 + \frac{-0.32 \times (2 - 25)}{100} \right) = 40.47V \quad (5.3)$$

Con estos datos, para calcular el número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie se determina como el mínimo valor entre:

- La relación entre el límite superior de tensión para el funcionamiento del seguidor del punto de máxima potencia que incluye el inversor y la tensión de MPP del módulo a la temperatura mínima.

$$n_{maxserie} = \frac{U_{LimSupMPP(INV)}}{U_{MPP(Tmin)}} = \frac{850}{33.496} = 25.38 \quad (5.4)$$

- La relación entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura mínima.

$$n_{maxserie} = \frac{U_{max(INV)}}{U_{OC(Tmin)}} = \frac{1000}{40.47} = 24.71 \quad (5.5)$$

Por lo tanto el límite máximo de módulos en serie será de 24 módulos, cogiendo el valor mínimo de las dos comprobaciones.

Para calcular el número mínimo de módulos conectados en serie necesitamos el valor de tensión mínimo que alcanzará el módulo, el cual se corresponderá con las condiciones de temperatura máxima, en nuestro caso de 38°C , y de irradiancia máxima, para un valor típico de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

La temperatura del módulo en estas condiciones será:

7 de julio de 2015

$$T_{mod} = 42 + \frac{38 - 20}{800} \times 1000 = 64.5^{\circ}C \quad (5.1)$$

La tensión para el punto de funcionamiento de máxima potencia del módulo para estas condiciones se corresponderá con:

$$U_{MPP(Tmax)} = 31.2 \times \left(1 + \frac{-0.32 \times (64.5 - 25)}{100} \right) = 27.26V \quad (5.2)$$

Con este dato, el número mínimo de módulos que conformarán el string se determina como la relación entre el valor mínimo de tensión para que entre en funcionamiento el seguidor de MPP del inversor y la tensión MPP del módulo a su temperatura máxima.

$$n_{minserie} = \frac{U_{LimInfMPP(INV)}}{U_{MPP(Tmax)}} = \frac{596}{27.26} = 21.86 \quad (5.6)$$

Por lo tanto el límite mínimo de módulos conectados en serie será de 22. La configuración que se ha elegido para el diseño propuesto será de 22 módulos por cada string, lo que cumple las limitaciones estipuladas.

Con el número de módulos en serie fijo, se puede proceder a calcular el número máximo de módulos conectados en paralelo, o más correctamente de strings conectados.

Para este cálculo será necesario determinar la máxima corriente que generará el módulo en condiciones de cortocircuito. Este valor máximo se dará para las condiciones de temperatura e irradiancia máxima (condiciones ya descritas), y se calcula de la siguiente forma:

$$I_{SC(Tmax)} = I_{SC(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta I_{SC} \times (T_p - 25)}{100} \right) \quad (5.7)$$

Siendo ΔI_{SC} el coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, el cual en el caso del módulo utilizado es de +0.04%/°C

$$I_{SC(Tmax)} = 8.83 \times \left(1 + \frac{+0.04 \times (64.5 - 25)}{100} \right) = 8.97 \quad (5.7)$$

El valor máximo para el número de strings conectados en paralelo vendrá determinado por la mínima relación de las siguientes:

- La relación entre la intensidad máxima de entrada al inversor y la corriente de cortocircuito del módulo para las condiciones en las que alcanza su valor máximo.

$$n_{maxparalelo} = \frac{I_{max(INV)}}{I_{SC(Tmax)}} = \frac{2500}{8.97} = 278.7 \quad (5.8)$$

- La relación entre la potencia máxima de entrada del inversor y la potencia pico del conjunto de módulos conectados en serie.

7 de julio de 2015

$$n_{maxparalelo} = \frac{P_{INV}}{n_{serie} \times P_{módulo}} = \frac{111200}{22 \times 260} = 194.4 \quad (5.9)$$

Por lo tanto, el número máximo de strings que se pueden conectar en paralelo con estos elementos será de 194 strings. En el caso proyectado se utilizarán 192 conjuntos de 22 módulos, lo cual cumple las limitaciones determinadas anteriormente.

Disposición de los módulos fotovoltaicos

Se utilizarán los módulos unidos en bloques de dos filas de 22 paneles posicionados de forma horizontal, y con una inclinación fija de 30°, teniendo en cuenta que el terreno sobre el que se asientan será totalmente plano.

Para controlar que no se produzcan sombras entre cada fila de paneles, y así conseguir aumentar al máximo la irradiación recogida por ellos, se debe realizar un estudio de la distancia mínima que se tiene que guardar entre filas.

La separación entre bloques de paneles se establece de tal forma que, en el día más desfavorable (en el que el sol esté a la menor altura) al instante del mediodía solar, la sombra de la arista superior de una fila debe proyectarse como mucho sobre la inferior de la que se sitúa detrás. Este día más desfavorable se corresponde con el 21 de Diciembre.

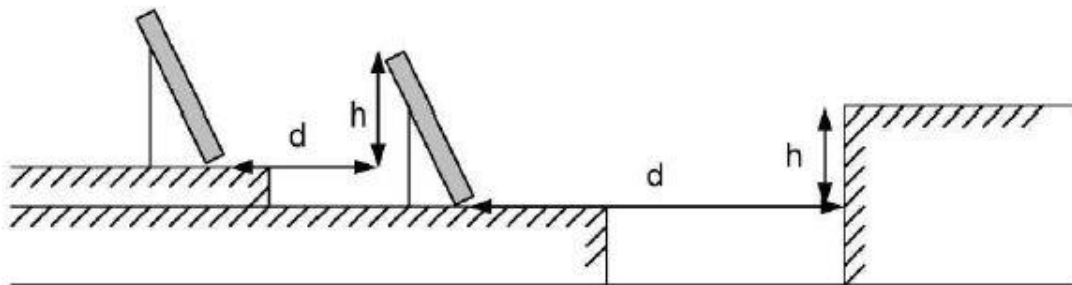


Figura 5.1: Disposición de los módulos

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, la distancia “d” entre filas de módulos de altura “h”, debe ser superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (5.10)$$

En el caso proyectado, se utilizará la latitud de Valencia, que es de 39.47°, y la altura del bloque de dos paneles dispuestos en apaisado e inclinados 30° será de 983mm.

$$h = (983 \times 2) \times \text{sen}(30^\circ) = 983\text{mm}$$

7 de julio de 2015

$$d = \frac{983}{\tan(61^\circ - 39.47^\circ)} = 2491.66mm \quad (5.10)$$

Por lo tanto dispondremos los bloques con una separación de 2.5m para que no haya problemas de sombreado entre paneles.

Cálculo de conductores

La instalación fotovoltaica a proyectar se divide en varios tramos de conexión, para servir de enlace entre los distintos elementos que la componen. Estos tramos de cableado necesitarán distintas características y sección debido a que la corriente que deben soportar cada uno de ellos es distinta, tanto en magnitud como en si ésta es continua o alterna.

El dimensionado de estos conductores debe cumplir con los criterios del Pliego de Condiciones Técnicas IDEA.

Conductores de corriente continua

Para el cálculo de las secciones de los conductores de corriente continua se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{nom}}{\sigma \times (V_A - V_B)} \quad (5.11)$$

Siendo σ la conductividad del material (que en el caso del cobre a 90°C si el aislamiento es polietileno reticulado XLPE es de 44 m/Ωxmm², y en el caso del aluminio con el mismo aislamiento es de 28 m/Ωxmm²) y $(V_A - V_B)$ la caída máxima de tensión permisible por el diseñador.

Además se deberá comprobar que en caso de cortocircuito no se supera la intensidad máxima admisible del conductor, utilizando los factores correctores necesarios.

- Cableado entre strings y caja de conexiones primaria

La mayor distancia existente entre la agrupación de módulos y el concentrador de líneas primario será de 40m, ya que estas cajas de conexiones se sitúan en el espacio disponible entre las dos bloques de paneles.

La intensidad nominal se corresponderá con la intensidad de cortocircuito de un módulo ($I_{cc}=8.83A$), mientras que la caída de tensión permisible será del 1% de la total de la línea.

$$\Delta U(1\%) = \frac{22 \times 31.2}{100} = 6.864V$$

Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \times 40 \times 8.83}{44 \times 6.864} = 2.34 mm^2 \quad (5.11)$$

7 de julio de 2015

La disposición de los conductores será al aire libre sobre bandeja, con 4 conductores por bandeja, así que el factor de corrección será de K=0.77

Tabla 52 – E1
Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores
a aplicar a los valores de las intensidades admisibles de las tablas 52 – C1 a 52 – C12

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores	52 – C1 a 52 – C6 método C		
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				
												52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F		

Tabla 5.3: Coeficientes correctores agrupamiento en bandeja [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 8.83}{0.77} = 14.53A < 49A (4 \text{ mm}^2) \quad (5.12)$$

7 de julio de 2015

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	AI	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3			XLPE2		
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3			PVC2	XLPE3		XLPE2	
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE3	XLPE2
I'	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ² Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679

Tabla 5.4: Intensidades admisibles conductores Cobre [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 4 mm² con conductor de cobre RVK-0.6-1kV.

- Cableado entre caja de conexiones primaria y secundaria

La mayor distancia existente entre el concentrador de líneas primario y el concentrador secundario será de 100m, este caso se corresponde con las cajas de conexiones situadas en los extremos de la instalación.

La intensidad nominal se corresponderá con la intensidad de cortocircuito de 12 módulos conectados en paralelo ($I_n=105.96A$), ya que las cajas de conexiones primaria agrupan 12 líneas de módulos. La caída de tensión permisible será del 1% de la total de la línea, que es la misma que la calculada anteriormente ($\Delta U=6.864V$).

En este caso se utilizarán cables de aluminio, debido a su menor precio. Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \times 100 \times 105.96}{28 \times 6.864} = 110.26 \text{ mm}^2 \quad (5.11)$$

La disposición de los conductores será bajo tubo de PVC enterrado en zanja de 0.7m de profundidad, con 8 conductores agrupados en el tubo, así que el factor de corrección será de $K=0.53$

7 de julio de 2015

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

Tabla 5.5: Factores de corrección agrupamiento enterrados [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 105.96}{0.53} = 249A < 279A (185 \text{ mm}^2) \quad (5.12)$$

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Aluminio				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
240	277	230	322	272	
300	313	260	364	308	

Tabla 5.6: Intensidades admisibles conductores enterrados Aluminio [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 185 mm² con conductor de aluminio RVK-0.6-1kV.

- Cableado entre caja de conexiones secundaria y el inversor central

La mayor distancia existente entre el concentrador de líneas secundario y el inversor será de 10m, ya que estos concentradores se encuentran al lado del inversor central.

7 de julio de 2015

La intensidad nominal se corresponderá con la intensidad de cortocircuito de 96 módulos conectados en paralelo ($I_n=847.68A$), ya que cada uno de ellos agrupa 8 líneas de salida de los concentradores primarios. La caída de tensión permisible será del 1% de la total de la línea, que es la misma que la calculada anteriormente ($\Delta U=6.864V$).

En este caso se utilizarán cables de cobre, debido a su mayor resistencia a la intensidad circulante. Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \times 10 \times 847.68}{44 \times 6.864} = 56.13 \text{ mm}^2 \quad (5.11)$$

La disposición de los conductores será bajo tubo de PVC enterrado en zanja de 0.7m de profundidad, y al ser la intensidad nominal calculada mucho mayor de la máxima admisible para una sección límite de 630mm² se tendrán que disponer dos conductores para repartir la intensidad. El factor de corrección será de $K=0.8$ al haber dos conductores en contacto bajo tubo.

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

Tabla 5.5: Factores de corrección agrupamiento enterrados [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se cogerá como intensidad nominal circulante la mitad de la calculada anteriormente ($I_n=423.84A$), y se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 423.84}{0.8} = 662.25A < 705A (400 \text{ mm}^2) \quad (5.12)$$

7 de julio de 2015

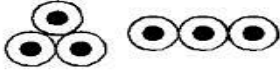

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180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

Tabla 5.7: Intensidades admisibles conductores de gran sección [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 400 mm² con conductor de cobre RVK-0.6-1kV.

Conductores de corriente alterna

Esta parte de la instalación comprende la línea trifásica que conecta la salida del inversor con el cuadro de baja tensión del centro de transformación, así como la que lleva desde el centro de transformación hasta el PCC de la compañía eléctrica.

Para el cálculo de las secciones de los conductores de corriente alterna se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times I \times \cos\varphi}{\sigma \times (V_A - V_B)} \quad (5.13)$$

Siendo σ la conductividad del material (que en el caso del cobre a 90°C si el aislamiento es polietileno reticulado XLPE es de 44 m/Ωxmm², y en el caso del aluminio con el mismo aislamiento es de 28 m/Ωxmm²), $(V_A - V_B)$ la caída máxima de tensión permisible por el diseñador, y $\cos\varphi$ el factor de potencia de la línea.

Además se deberá comprobar que en caso de cortocircuito no se supera la intensidad máxima admisible del conductor, utilizando los factores correctores necesarios.

- Cableado entre el inversor central y el centro de transformación

La mayor distancia existente entre el inversor central (que se encuentra en el punto central de la instalación) y el centro de transformación será de 80m, ya que el CT se encuentra en un lado de la instalación.

7 de julio de 2015

La intensidad nominal de la línea se corresponderá con la intensidad nominal de salida del inversor utilizado ($I_n=1568A$). Para los tramos de alterna la caída de tensión permisible será del 2% de la total de la línea en la parte de alterna, que con una tensión de red de 400V será de $\Delta U=8V$.

En este caso se utilizarán cables de cobre, debido a su mayor resistencia a la intensidad circulante. Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{80 \times 1568 \times 1}{44 \times 8} = 356.36 \text{ mm}^2 \quad (5.13)$$

La disposición de los conductores será bajo tubo de PVC enterrado en zanja de 0.7m de profundidad, y al ser la intensidad nominal calculada mucho mayor de la máxima admisible para una sección límite de 630mm² se tendrán que disponer tres conductores para repartir la intensidad. El factor de corrección será de $K=0.8$ al haber tres conductores separados 25cm bajo tubo.

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

Tabla 5.5: Factores de corrección agrupamiento enterrados [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se cogerá como intensidad nominal circulante un tercio de la calculada anteriormente ($I_n=522.67A$), y se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 522.67}{0.8} = 816.67A < 885A (630 \text{ mm}^2) \quad (5.12)$$

7 de julio de 2015

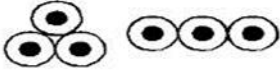

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180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

Tabla 5.7: Intensidades admisibles conductores de gran sección [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 630 mm² con conductor de cobre RVK-0.6-1kV.

- Cableado entre el centro de transformación y el PCC

El cálculo de esta línea se efectuará teniendo en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión en vigor. En este caso se comprobará la sección mínima que satisface estas tres condiciones:

- Límite de caída de tensión máxima admisible
- Capacidad térmica del conductor
- Intensidad de cortocircuito

Esta última condición es la más determinante en instalaciones de alta y media tensión, sin embargo en las de baja tensión no tanto debido a que las protecciones frente a sobrecargas presentes limitan mucho la duración de los cortocircuitos y también la impedancia de los cables restringe la magnitud de éstos.

Esta limitación se basa en que la temperatura alcanzada por el conductor durante el desarrollo del cortocircuito no sobrepase la temperatura máxima admisible de corta duración (menos de 5 segundos) del aislamiento utilizado en el cableado, y predomina sobre las demás condiciones de dimensionamiento sobre todo en el caso de longitudes cortas de la línea.

En condiciones adiabáticas, durante el proceso de cortocircuito se cumple la siguiente relación:

7 de julio de 2015

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (5.14)$$

Dónde K es un coeficiente que depende de las características del conductor y de su aislamiento, además de las temperaturas al comenzar el cortocircuito y al finalizar. Para aislamientos tipo XLPE, EPR y HEPR su valor será de 143 A/mm².

Para obtener la intensidad de cortocircuito de la línea estudiada se tomarán los datos proporcionados por la empresa distribuidora (en este caso Iberdrola), con lo que la potencia de cortocircuito de la red de distribución será de 350MVA, con una tensión de 13,2 kV en vez de 20 kV desde el lado de la seguridad.

$$I_{cc} = \frac{350}{\sqrt{3} \times 13.2} = 15.31 \text{ kA} \quad (5.15)$$

Para calcular la sección mínima del conductor se considerará un tiempo máximo de cortocircuito menor de 5 segundos, con la ayuda de la ecuación descrita anteriormente:

$$S = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t_{cc}}}{K} = \frac{15310 \times \sqrt{5}}{143} = 239.4 \text{ mm}^2 \quad (5.14)$$

Por lo tanto se utilizarán conductores de sección normalizada 300mm², ya que una sección de 240mm² no sería lo suficientemente segura debido a la cercanía al límite considerado. Estos conductores trifásicos serán de cobre e irán enterrados en zanja de 1.2 metros de profundidad.

Tramos de cableado	Características
Conexión serie módulos fotovoltaicos	4mm ² Cu(XLPE)
Cableado entre strings y caja de conexiones primaria	4mm ² Cu(XLPE) 4 conductores por bandeja
Cableado entre caja de conexiones primaria y secundaria	185mm ² Al(XLPE) 8 conductores juntos enterrados bajo tubo a 0.7m de profundidad
Cableado entre caja de conexiones secundaria y el inversor central	400mm ² Cu(XLPE) 2 conductores juntos enterrados bajo tubo a 0.7m de profundidad
Cableado entre el inversor central y el centro de transformación	630mm ² Cu(XLPE) 3 conductores separados 0.25m enterrados bajo tubo a 0.7m de profundidad
Cableado entre el centro de transformación y el PCC	300mm ² Cu(XLPE) 1 conductor enterrado bajo tubo a 1.2m de profundidad

Tabla 5.8: Resumen de los conductores

7 de julio de 2015

Conductores de protección

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que es necesario conectar de forma correcta todas las masas de la instalación a tierra, para evitar que aparezcan diferencias de potencial peligrosas en la propia instalación y en las zonas cercanas, además de permitir el paso a tierra de las corrientes de defecto que se pudieran producir.

Según la Norma, la puesta a tierra de una instalación debe estar compuesta de:

- Tomas de tierra
- Conductores de tierra
- Bornes de puesta a tierra
- Conductores de protección: cableado que une eléctricamente las masas con los elementos a proteger frente a contactos indirectos

La sección de estos conductores de protección se determinará mediante la utilización de la siguiente tabla, incluida en la norma:

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

Tabla 5.9: Cálculo de las secciones de protección

A partir de esta tabla, las secciones de los conductores de protección de nuestra instalación para cada tramo de línea diferenciado serán:

Tramo de Instalación	Sección
Cableado entre strings y caja de conexiones primaria	$S_p = S = 4 \text{mm}^2$
Cableado entre caja de conexiones primaria y secundaria	$S_p = S/2 = 90 \text{mm}^2$
Cableado entre caja de conexiones secundaria y el inversor central	$S_p = S/2 = 200 \text{mm}^2$
Cableado entre el inversor central y el centro de transformación	$S_p = S/2 = 315 \text{mm}^2$
Cableado entre el centro de transformación y el PCC	$S_p = S/2 = 150 \text{mm}^2$

Tabla 5.10: Resumen de los conductores de protección

Protecciones

Para garantizar la continuidad y calidad del servicio, proporcionando seguridad a los equipos que constituyen la instalación proyectada, así como a los operarios y al personal que pueda

7 de julio de 2015

utilizar las instalaciones, se deben introducir los diferentes elementos de protección que conforman la aparamenta eléctrica, tanto para la zona de corriente continua como para la de corriente alterna.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión indica que se deben cumplir las siguientes condiciones para que un dispositivo proteja correctamente frente a sobrecargas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.16)$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad (5.17)$$

Donde I_B es la corriente de empleo, I_N la corriente nominal del aparato de protección, I_Z la corriente máxima admisible del conductor e I_2 la corriente convencional de funcionamiento del aparato de protección.

Se planteará el problema de la selección de las protecciones necesarias dividiendo la instalación en tramos de cableado, al igual que se procedió con el dimensionamiento de las líneas.

Protecciones de corriente continua

En la corriente continua, en el proceso de interrupción de corrientes, es necesario que la corriente disminuya gradualmente hasta su completa anulación y posterior apagado del arco, para así evitar que se produzcan sobretensiones elevadas. Sin embargo, en el caso de la corriente alterna no existe este problema, ya que la extinción del arco se produce espontáneamente al haber un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo de la onda.

- Protecciones entre strings y caja de conexiones primaria

Este tramo de línea debe estar protegido contra sobreintensidades mediante la utilización de fusibles, uno para cada conductor positivo y negativo de cada una de las líneas procedentes de los strings. Estos fusibles se incluyen en la entrada de las cajas de concentración primarias.

Los parámetros necesarios para el dimensionamiento de los fusibles serán los correspondientes a un conductor de 4mm² de cobre con aislamiento XLPE:

$$I_B = I_{MPP} = 8.34A$$

$$I_Z = 49A$$

Con estos datos se pueden calcular los límites para la intensidad nominal del fusible, dentro de los cuales se utilizará el valor normalizado más pequeño:

$$8.34A \leq I_N \leq 49A \rightarrow I_N = 10A \quad (5.16)$$

Seguidamente, se deberá calcular la corriente convencional de fusión del fusible escogido y determinar si la dimensión de éste es correcta:

7 de julio de 2015

$$I_2 = 1.6 \times I_N = 16A \quad (5.18)$$

$$16A \leq 1.45 \times I_Z = 1.45 \times 49 = 71.05A \quad (5.17)$$

Al cumplirse esta última condición, se elegirán fusibles de 10A de corriente nominal, dos por cada línea entrante al concentrador primario (uno para el conductor positivo y otro para el negativo).

- Protecciones entre caja de conexiones primaria y secundaria

Las protecciones necesarias para este tramo de la instalación se incluyen en tres elementos principales que forman parte de la aparamenta eléctrica de los concentradores:

- Interruptor-seccionador: su función es la de aislar partes de la instalación en caso de que se vayan a realizar labores de mantenimiento. Estos están incluidos en las líneas de salida de las cajas de conexiones primarias. Poner cálculos de valores nominales

$$I_{cc}=105.96A$$

- Descargador de sobretensiones: este elemento se utiliza en caso de descargas atmosféricas, con el fin de transmitir a tierra los picos de tensión que se puedan producir en el cableado eléctrico de la instalación. Este elemento se encuentra incluido en las líneas de salida de cada caja de conexiones primaria. Estos descargadores deberán soportar la tensión máxima de funcionamiento de la instalación, que será de 829.4V, por lo tanto se deberá elegir un descargador de sobretensiones cuya tensión de régimen permanente sea superior a este valor.

$$V_{cc}=1000V$$

- Fusible: elemento que se utiliza para proteger frente a sobreintensidades y así evitar sobrepasar las corrientes admisibles por las líneas y equipos que conforman la instalación. Estas protecciones se encuentran incluidas en la entrada de cada uno de los concentradores secundarios. El conductor utilizado en este tramo de la instalación tiene una sección de 185mm² de aluminio, por lo tanto los parámetros a utilizar para seleccionar el fusible adecuado serán:

$$I_B = 12 \times I_{MPP} = 100.08A$$

$$I_Z = 279A$$

Con estos datos se pueden calcular los límites para la intensidad nominal del fusible, dentro de los cuales se utilizará el valor normalizado más pequeño:

$$100.08A \leq I_N \leq 279A \rightarrow I_N = 120A \quad (5.16)$$

Seguidamente, se deberá calcular la corriente convencional de fusión del fusible escogido y determinar si la dimensión de éste es correcta:

7 de julio de 2015

$$I_2 = 1.6 \times I_N = 192A \quad (5.18)$$

$$192A \leq 1.45 \times I_Z = 1.45 \times 279 = 404.55A \quad (5.17)$$

Al cumplirse esta última condición, se elegirán fusibles de 120A de corriente nominal, dos por cada línea entrante al concentrador primario (uno para el conductor positivo y otro para el negativo).

- Protecciones entre caja de conexiones secundaria y el inversor

En este tramo de la instalación se necesitarán los siguientes elementos de protección, los cuales vienen incluidos en la apartamentada serie del inversor:

- Controlador permanente de aislamiento: sirven para la detección de faltas de aislamiento en los conductores de la instalación. Éste consta de dos dispositivos separados, un vigilante de aislamiento (margen de tensión) y un interruptor de corriente continua, los dos incluidos en el inversor central.
- Interruptor automático magnetotérmico: estos dispositivos incorporan disipadores térmicos y magnéticos, cada uno para distintas duraciones y magnitudes de sobreintensidad.

Para este tipo de protección la segunda condición de seguridad siempre se cumple:

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad (5.17)$$

Mientras que la primera limitación deberá ser comprobada para elegir el tipo de magnetotérmico a implantar, para ello se utilizarán los parámetros referentes a un conductor de 630mm², que es el que conforma este tramo de la instalación:

$$I_B = 48 \times I_{MPP} = 400.32A$$

$$I_Z = 566.4A$$

Datos necesarios para determinar el dimensionado del magnetotérmico, utilizando los límites de la norma, dentro de los cuales se utilizará el valor normalizado más pequeño:

$$400.32A \leq I_N \leq 566.4A \rightarrow I_N = 450A \quad (5.16)$$

Por lo tanto, se utilizará un interruptor automático de 450A de intensidad nominal, el cual viene incluido en el inversor central utilizado.

Protecciones de corriente alterna

Para diseñar el sistema de protecciones a aplicar en el tramo de líneas comprendido entre el inversor central y el PCC de la compañía será necesario cumplir la norma vigente sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a red del R.D.1663/2000, junto con los requisitos de

7 de julio de 2015

conexión que imponga la empresa distribuidora en el punto de conexión utilizado (en nuestro caso Iberdrola).

Además de las protecciones necesarias que incorpore el inversor utilizado en la instalación, se precisará la instalación adicional de protecciones generales manuales y del interruptor automático diferencial.

Las protecciones necesarias por norma en este tramo de la instalación eléctrica serán:

- Interruptor general: se trata de un interruptor magnetotérmico de accionamiento manual, cuya apertura produce la parada inmediata de todo el sistema generador a través del inversor.

Para su correcto dimensionamiento, al cumplir estos dispositivos siempre la segunda condición, se utilizará la primera condición especificada para protecciones eléctricas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.16)$$

Este elemento se utiliza en el tramo de líneas que conectan al inversor con el centro de transformación, por lo tanto los parámetros a utilizar serán los correspondientes a un conductor de cobre de 630mm².

$$I_Z = 566.4A$$

Para el cálculo de la intensidad normal de funcionamiento de este tramo se utilizará la potencia máxima entregada por el inversor y la tensión de conexión a la red, que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA es de 24kV:

$$I_B = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos\phi} = \frac{1020000}{\sqrt{3} \times 24000 \times 1} = 24.54A \quad (5.19)$$

$$24.54A \leq I_N \leq 566.4A \rightarrow I_N = 63A \quad (5.16)$$

Por lo tanto, el interruptor magnetotérmico a utilizar será de intensidad nominal 63A, y estará incluido en la apartamentada de serie del centro de transformación elegido.

- Caja general de protecciones de intemperie: unidad que incluye el conjunto de fusibles recomendados por la empresa distribuidora de energía eléctrica (en este caso Iberdrola).
- Interruptor automático de interconexión: se utiliza para conectar o desconectar la instalación en momentos de pérdida de tensión o de frecuencia de la red eléctrica. El inversor central dispone de un elemento con estas características.
- Protección diferencial: elemento de protección frente a posibles contactos directos o indirectos. Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión estos interruptores deben tener como máximo una intensidad diferencial-residual de 300mA para estas

7 de julio de 2015

características de instalación, por lo tanto utilizaremos un transformador con ese parámetro nominal normalizado.

- Aislamiento galvánico: se trata de una separación galvánica entre la red de distribución y el campo fotovoltaico, la cual debe estar presente en toda planta fotovoltaica. Esta separación se consigue mediante un transformador de aislamiento que viene incluido en el inversor central.
- Caja general de medida y protección: incluye los equipos de medida necesarios para controlar la producción que se vende a la empresa distribuidora, además del consumo de la propia instalación.

7 de julio de 2015

Instalación 1MW Inversor Central:

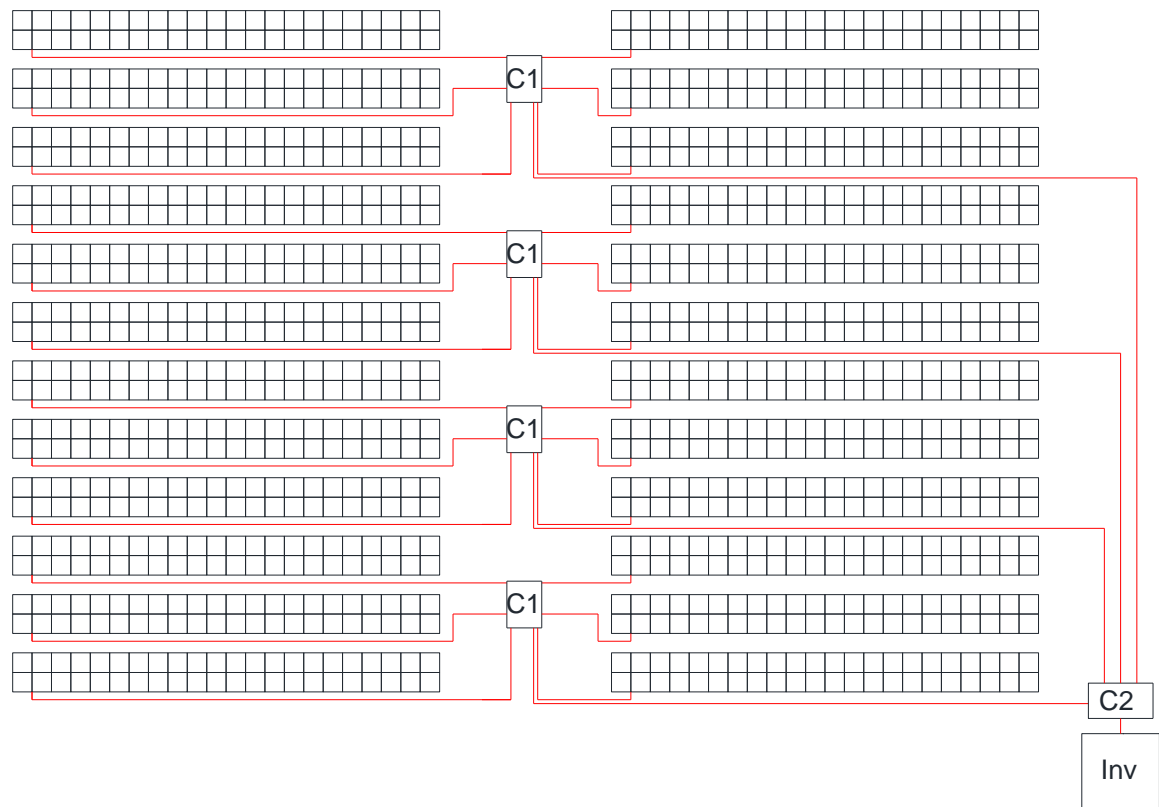
Lista de elementos:

Conductor Cobre 4mm ² subcampos-C1: 2x2400m	0.5€/m
Conductor Aluminio 185mm ² C1-C2: 2x1360m	4.30€/m
Conductor Cobre 400mm ² C2-Inv: 2x2x20m	9.8€/m
Conductor Cobre 630mm ² Inv-CT: 3x4x80m	12.6€/m
Conductor Cobre 300mm ² CT-PCC: 4x20m	9.2€/m
Caja conexión primaria (Sunny String-Monitor): 16 Ud.	460€/un
- Fusibles (In=10A)	
- Descargador de sobretensión (1000V)	
- Interruptor-Seccionador	
Caja conexión secundaria (Sunny Main Box): 2 Uds.	3578€/un
- Fusibles In=160A	
Bandeja conductores: 2400m	13.42€/m
Tubo PVC: 1500m	1.92€/m
Contador bidireccional trifásico	134€
Conductor protección 4mm ² : 2400m	0.92€/m
Conductor protección 90mm ² : 620m	2.87€/m
Conductor protección 150mm ² : 24m	3.51€/m
Conductor protección 200mm ² : 22m	5,86€/m
Conductor protección 315mm ² : 96m	7.75€/m
Electrodo de puesta a tierra 16mm ² longitud=2m (192 uds)	22.12€/un
Cuadro de protección y medida	7123€
Inversor Central SC1000 CP:	
- Controlador de aislamiento	
- Interruptor Automático In=425A	
Interruptor general (In=63A)	456€
Centro de transformación (IG-032-ES):	210000€
- Transformador	
- Caseta prefabricada	
- Módulo de protección General	
- Módulo de medida	
- Módulo de protección del transformador	
- Módulo de línea salida	
- Cuadro de BT	
 Obra civil:	
- Cimentación para estructura: 96 Uds.	620€
- Zanja 0.7m de profundidad:	31.7€/m
- Zanja 1.2m de profundidad:	47.2€/m
 Estructura soporte para 2x22 módulos:	3630€/Ud

7 de julio de 2015

Esquema de la instalación:

Figura 5.2: Esquema disposición campo con inversor central (un cuarto de la instalación: 48 strings)



Este esquema se repetiría simétricamente a la derecha y abajo del inversor central, completando la instalación de 192 strings en total.

7 de julio de 2015

5.2. INSTALACIÓN 1MW INVERSORES DISTRIBUIDOS

Ésta segunda configuración se caracteriza por poseer 50 inversores de 20kW repartidos por la instalación, llegando a cada uno de ellos 4 líneas de strings (aunque a algunos de estos inversores les llegarán sólo 3 líneas al tener que completar un número total de 192 strings), y habiendo una única etapa de concentración de los conductores de alterna que provienen de los inversores.

CÁLCULO DEL CAMPO SOLAR

Antes de comenzar con los cálculos pertinentes al diseño de la instalación se deben enumerar las especificaciones de los elementos utilizados, como son los módulos y el inversor central a instalar.

- Módulo fotovoltaico

BenQ Solar GreenTriplex PM245P00 260Wp	
V_{MPP}	31.2V
I_{MPP}	8.34A
V_{OC}	37.7V
I_{SC}	8.83A
η	16.14%
<i>Coef Temp V_{OC}</i>	-0.32%/°C
<i>Coef Temp I_{SC}</i>	+0.04%/°C

Tabla 5.1: Especificaciones de los módulos

- Inversor

STP 20000TL-30	
<i>Potencia Máxima DC</i>	20.44kW
<i>Tensión Entrada Máxima</i>	1000V
<i>Rango de voltaje de MPP</i>	150-800V
<i>Intensidad máxima admisible</i>	33A (dos entradas)
<i>Tensión de arranque</i>	188V
<i>Tensión de red</i>	365-465V(405V)
<i>Intensidad máxima de salida</i>	29A
η_{max}	98.4%
η_{eur}	98.0%

Tabla 5.11: Especificaciones del inversor

Cálculo de la configuración serie/paralelo de los módulos

Se procederá a calcular las configuraciones de agrupación en serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta las limitaciones del inversor para no sobrepasarlas y con el objetivo de alcanzar la potencia necesaria.

7 de julio de 2015

Las limitaciones que se deben cumplir se basan en que el número de módulos en serie llegue a la tensión mínima de funcionamiento del seguidor del punto de máxima potencia, y no supere los valores de tensión máxima de entrada del inversor. Además, se tiene que cumplir que el número de strings conectados en paralelo no supere la intensidad máxima de entrada del inversor.

Para determinar los valores extremos de voltaje e intensidad de los módulos primero se deberán definir las temperaturas extremas que pueden alcanzar estos. Estos cálculos ya fueron realizados en el diseño de la instalación con inversor central.

La temperatura del módulo sabiendo la temperatura ambiente del emplazamiento se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \times Irrrad \quad (5.1)$$

El máximo valor de tensión que generan los módulos se produce en las condiciones extremas de mínima temperatura ambiente. En nuestro caso utilizaremos una temperatura mínima de 2°C en el emplazamiento de la instalación, y para una irradiancia nula (0W/m²).

Para estas condiciones la temperatura del módulo será:

$$T_{mod} = 2 + \frac{46 - 20}{800} \times 0 = 2^{\circ}C \quad (5.1)$$

La tensión para el punto de máxima potencia (MPP) se calcula a partir de las condiciones STC de la siguiente manera:

$$U_{MPP(Tmin)} = U_{MPP(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{Uoc} \times (T_p - 25)}{100} \right) \quad (5.2)$$

Siendo ΔU_{Uoc} el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura, que en el caso del módulo utilizado es de -0.32%/°C

$$U_{MPP(Tmin)} = 31.2 \times \left(1 + \frac{-0.32 \times (2 - 25)}{100} \right) = 33.496V \quad (5.2)$$

El cálculo de la tensión de circuito abierto para condiciones distintas a las estándar se realiza mediante la utilización de la siguiente fórmula:

$$U_{OC(Tmin)} = U_{OC(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{Uoc} \times (T_p - 25)}{100} \right) \quad (5.3)$$

Que en nuestro caso será:

$$U_{OC(Tmin)} = 37.7 \times \left(1 + \frac{-0.32 \times (2 - 25)}{100} \right) = 40.47V \quad (5.3)$$

7 de julio de 2015

Con estos datos, para calcular el número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie se determina como el mínimo valor entre:

- La relación entre el límite superior de tensión para el funcionamiento del seguidor del punto de máxima potencia que incluye el inversor y la tensión de MPP del módulo a la temperatura mínima.

$$n_{maxserie} = \frac{U_{LimSupMPP(INV)}}{U_{MPP(Tmin)}} = \frac{800}{33.496} = 23.88 \quad (5.4)$$

- La relación entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo a la temperatura mínima.

$$n_{maxserie} = \frac{U_{max(INV)}}{U_{OC(Tmin)}} = \frac{1000}{40.47} = 24.71 \quad (5.5)$$

Por lo tanto el límite máximo de módulos en serie será de 23 módulos, cogiendo el valor mínimo de las dos comprobaciones.

Para calcular el número mínimo de módulos conectados en serie necesitamos el valor de tensión mínimo que alcanzará el módulo, el cual se corresponderá con las condiciones de temperatura máxima, en nuestro caso de 38°C, y de irradiancia máxima, para un valor típico de 1000W/m².

La temperatura del módulo en estas condiciones será:

$$T_{mod} = 42 + \frac{38 - 20}{800} \times 1000 = 64.5^{\circ}C \quad (5.1)$$

La tensión para el punto de funcionamiento de máxima potencia del módulo para estas condiciones se corresponderá con:

$$U_{MPP(Tmax)} = 31.2 \times \left(1 + \frac{-0.32 \times (64.5 - 25)}{100} \right) = 27.26V \quad (5.2)$$

Con este dato, el número mínimo de módulos que conformarán el string se determina como la relación entre el valor mínimo de tensión para que entre en funcionamiento el seguidor de MPP del inversor y la tensión MPP del módulo a su temperatura máxima.

$$n_{minserie} = \frac{U_{LimInfMPP(INV)}}{U_{MPP(Tmax)}} = \frac{150}{27.26} = 5.5 \quad (5.6)$$

Por lo tanto el límite mínimo de módulos conectados en serie será de 6. La configuración que se ha elegido para el diseño propuesto será de 22 módulos por cada string, lo que cumple las limitaciones estipuladas.

Con el número de módulos en serie fijo, se puede proceder a calcular el número máximo de módulos conectados en paralelo, o más correctamente de strings conectados.

7 de julio de 2015

Para este cálculo será necesario determinar la máxima corriente que generará el módulo en condiciones de cortocircuito. Este valor máximo se dará para las condiciones de temperatura e irradiancia máxima (condiciones ya descritas), y se calcula de la siguiente forma:

$$I_{SC(T_{max})} = I_{SC(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta I_{SC} \times (T_p - 25)}{100} \right) \quad (5.7)$$

Siendo ΔI_{SC} el coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, el cual en el caso del módulo utilizado es de +0.04%/°C

$$I_{SC(T_{max})} = 8.83 \times \left(1 + \frac{+0.04 \times (64.5 - 25)}{100} \right) = 8.97 \quad (5.7)$$

El valor máximo para el número de strings conectados en paralelo vendrá determinado por la mínima relación de las siguientes:

- La relación entre la intensidad máxima de entrada al inversor y la corriente de cortocircuito del módulo para las condiciones en las que alcanza su valor máximo.

$$n_{maxparalelo} = \frac{I_{max(INV)}}{I_{SC(T_{max})}} = \frac{33}{8.97} = 3.68 \quad (5.8)$$

- La relación entre la potencia máxima de entrada del inversor y la potencia pico del conjunto de módulos conectados en serie.

$$n_{maxparalelo} = \frac{P_{INV}}{n_{serie} \times P_{módulo}} = \frac{20440}{22 \times 260} = 3.57 \quad (5.9)$$

Pero esta potencia máxima se podría sobrepasar, permitiéndose normalmente hasta un 20% de sobredimensionado.

Por lo tanto, el número máximo de strings que se pueden conectar en paralelo con estos elementos será de 3 strings, pero al haber hecho estos cálculos para cada una de las dos entradas del inversor, se podrán conectar el doble de strings, en total 6 como máximo. En el caso proyectado se utilizarán 4 conjuntos de 22 módulos para cada inversor (aunque algunos de los inversores distribuidos sólo lleven conectados tres bloques para llegar al total de 192 strings del campo fotovoltaico), lo cual cumple las limitaciones determinadas anteriormente.

Disposición de los módulos fotovoltaicos

Se utilizarán los módulos unidos en bloques de dos filas de 22 paneles posicionados de forma horizontal, y con una inclinación fija de 30°, teniendo en cuenta que el terreno sobre el que se asientan será totalmente plano.

7 de julio de 2015

Los cálculos realizados para dimensionar las distancias entre bloques de paneles serán exactamente los mismos que los realizados en la instalación con inversor central, ya que la disposición de los módulos es la misma.

Por lo tanto dispondremos los bloques con una separación de 2.5m para que no haya problemas de sombreado entre paneles.

Cálculo de conductores

La instalación fotovoltaica a proyectar se divide en varios tramos de conexión, para servir de enlace entre los distintos elementos que la componen. Estos tramos de cableado necesitarán distintas características y sección debido a que la corriente que deben soportar cada uno de ellos es distinta, tanto en magnitud como en si ésta es continua o alterna.

El dimensionado de estos conductores debe cumplir con los criterios del Pliego de Condiciones Técnicas IDEA.

Conductores de corriente continua

Para el cálculo de las secciones de los conductores de corriente continua se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{nom}}{\sigma \times (V_A - V_B)} \quad (5.11)$$

Siendo σ la conductividad del material (que en el caso del cobre a 90°C si el aislamiento es polietileno reticulado XLPE es de 44 m/Ωxmm², y en el caso del aluminio con el mismo aislamiento es de 28 m/Ωxmm²) y $(V_A - V_B)$ la caída máxima de tensión permisible por el diseñador.

Además se deberá comprobar que en caso de cortocircuito no se supera la intensidad máxima admisible del conductor, utilizando los factores correctores necesarios.

- Cableado entre strings e inversor

La mayor distancia existente entre la agrupación de módulos y el inversor de 20kW será de 80m, ya que los inversores se sitúan a la derecha de los bloques de módulos, en el pasillo central de la instalación.

La intensidad nominal se corresponderá con la intensidad de cortocircuito de un módulo ($I_{cc}=8.83A$), mientras que la caída de tensión permisible será del 1% de la total de la línea.

$$\Delta U(1\%) = \frac{22 \times 31.2}{100} = 6.864V$$

Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

7 de julio de 2015

$$S = \frac{2 \times 80 \times 8.83}{44 \times 6.864} = 4.68 \text{ mm}^2 \quad (5.11)$$

La disposición de los conductores será al aire libre sobre bandeja, con 4 conductores por bandeja, así que el factor de corrección será de $K=0.77$

Tabla 52 – E1
Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores
a aplicar a los valores de las intensidades admisibles de las tablas 52 – C1 a 52 – C12

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores			52 – C1 a 52 – C6 método C
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tabla 5.3: Coeficientes correctores agrupamiento en bandeja [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 8.83}{0.77} = 14.53A < 63A (6 \text{ mm}^2) \quad (5.12)$$

7 de julio de 2015

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	AI	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ²												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679

Tabla 5.4: Intensidades admisibles conductores Cobre [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 6 mm² con conductor de cobre RVK-0.6-1kV.

Conductores de corriente alterna

Esta parte de la instalación comprende la línea trifásica que conecta la salida de cada inversor con el concentrador de líneas general, así como las que llevan desde el concentrador al centro de transformación y hasta el PCC de la compañía eléctrica.

Para el cálculo de las secciones de los conductores de corriente alterna se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times I \times \cos\phi}{\sigma \times (V_A - V_B)} \quad (5.13)$$

Siendo σ la conductividad del material (que en el caso del cobre a 90°C si el aislamiento es polietileno reticulado XLPE es de 44 m/Ωxmm², y en el caso del aluminio con el mismo aislamiento es de 28 m/Ωxmm²), $(V_A - V_B)$ la caída máxima de tensión permisible por el diseñador, y $\cos\phi$ el factor de potencia de la línea.

Además se deberá comprobar que en caso de cortocircuito no se supera la intensidad máxima admisible del conductor, utilizando los factores correctores necesarios.

7 de julio de 2015

- Cableado entre el inversor y el concentrador de alterna

La mayor distancia existente entre cada uno de los inversores distribuidos (que se encuentran en el pasillo central de la instalación) y la caja de conexiones de corriente alterna (situada en el punto central de la instalación, junto con el centro de transformación) será de 60m.

La intensidad nominal de la línea se corresponderá con la intensidad nominal de salida del inversor utilizado ($I_n=29A$). Para los tramos de alterna la caída de tensión permisible será del 2% de la total de la línea en la parte de alterna, que con una tensión de red de 400V será de $\Delta U=8V$.

En este caso se utilizarán cables de cobre, debido a su mayor resistencia a la intensidad circulante. Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{60 \times 29 \times 1}{28 \times 8} = 7.77 \text{ mm}^2 \quad (5.13)$$

La disposición de los conductores será bajo tubo de PVC enterrado en zanja de 0.7m de profundidad, formando dos zanjas, cada una con 12 conductores juntos. El factor de corrección será de $K=0.47$ al haber doce conductores en contacto bajo tubo.

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

Tabla 5.5: Factores de corrección agrupamiento enterrados [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se cogerá como intensidad nominal circulante la calculada anteriormente ($I_n=29A$), y se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 29}{0.47} = 77.12A < 94A (35 \text{ mm}^2) \quad (5.12)$$

7 de julio de 2015

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Aluminio				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
300	313	260	364	308	

Tabla 5.6: Intensidades admisibles conductores enterrados Aluminio [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 35 mm² con conductor de aluminio RVK-0.6-1kV.

- Cableado entre el concentrador de alterna y el centro de transformación

La mayor distancia existente entre la caja de conexiones de corriente alterna y el centro de transformación será de 10m, al encontrarse los dos situados en el punto central de la instalación.

La intensidad nominal de la línea se corresponderá con la intensidad nominal de salida del inversor utilizado multiplicada por el número de inversores conectados, que es de 50 inversores ($I_n=50 \times 29A=1450A$). Para los tramos de alterna la caída de tensión permisible será del 2% de la total de la línea en la parte de alterna, que con una tensión de red de 400V será de $\Delta U=8V$.

En este caso se utilizarán cables de cobre, debido a su mayor resistencia a la intensidad circulante. Con lo cual la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{10 \times 1450 \times 1}{44 \times 8} = 41.19 \text{ mm}^2 \quad (5.13)$$

La disposición de los conductores será bajo tubo de PVC enterrado en zanja de 0.7m de profundidad, y al ser la intensidad nominal calculada mucho mayor de la máxima admisible para una sección límite de 630mm² se tendrán que disponer tres conductores para repartir la intensidad. El factor de corrección será de K=0.8 al haber tres conductores separados 25cm bajo tubo.

7 de julio de 2015

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

Tabla 5.5: Factores de corrección agrupamiento enterrados [Norma UNE 2007]

Para obtener la intensidad de cálculo, la cual no debe sobrepasar la intensidad máxima admisible de la sección elegida, se cogirá como intensidad nominal circulante la calculada anteriormente dividida entre tres para cada conductor ($I_n=483.33A$), y se utilizará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{I_{max}}{K} = \frac{1.25 \times 483.33}{0.8} = 755.2A < 790A (500 mm^2) \quad (5.12)$$



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

Tabla 5.7: Intensidades admisibles conductores de gran sección [Norma UNE 2007]

Por lo tanto la sección que se utilizará para este tramo del cableado será de 500 mm² con conductor de cobre RVK-0.6-1kV.

7 de julio de 2015

- Cableado entre el centro de transformación y el PCC

El cálculo de esta línea se efectuará teniendo en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión en vigor, de la misma forma que se realizó en el caso de la instalación con inversor central.

Por lo tanto se utilizarán conductores de sección normalizada 300mm², al igual que en la instalación con inversor central. Estos conductores trifásicos serán de cobre e irán enterrados en zanja de 1.2 metros de profundidad.

Tramos de cableado	Características
Conexión serie módulos fotovoltaicos	4mm ² Cu(XLPE)
Cableado entre strings e inversor	6mm ² Cu(XLPE) 4 conductores por bandeja
Cableado entre inversor y caja de conexiones de corriente alterna	35mm ² Al(XLPE) 12 conductores juntos enterrados bajo tubo a 0.7m de profundidad
Cableado entre caja de conexiones de corriente alterna y el centro de transformación	500mm ² Cu(XLPE) 3 conductores juntos enterrados bajo tubo a 0.7m de profundidad
Cableado entre el centro de transformación y el PCC	300mm ² Cu(XLPE) 1 conductor enterrado bajo tubo a 1.2m de profundidad

Tabla 5.12: Resumen de los conductores

Conductores de protección

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que es necesario conectar de forma correcta todas las masas de la instalación a tierra, para evitar que aparezcan diferencias de potencial peligrosas en la propia instalación y en las zonas cercanas, además de permitir el paso a tierra de las corrientes de defecto que se pudieran producir.

Según la Norma, la puesta a tierra de una instalación debe estar compuesta de:

- Tomas de tierra
- Conductores de tierra
- Bornes de puesta a tierra
- Conductores de protección: cableado que une eléctricamente las masas con los elementos a proteger frente a contactos indirectos

La sección de estos conductores de protección se determinará mediante la utilización de la siguiente tabla, incluida en la norma:

7 de julio de 2015

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

Tabla 5.9: Cálculo de las secciones de protección

A partir de esta tabla, las secciones de los conductores de protección de nuestra instalación para cada tramo de línea diferenciado serán:

Tramo de Instalación	Sección
Cableado entre strings e inversor	$S_p = S = 6 \text{ mm}^2$
Cableado entre inversor y caja de conexiones de corriente alterna	$S_p = 16 \text{ mm}^2$
Cableado entre caja de conexiones de corriente alterna y el centro de transformación	$S_p = S/2 = 250 \text{ mm}^2$
Cableado entre el centro de transformación y el PCC	$S_p = S/2 = 150 \text{ mm}^2$

Tabla 5.13: Resumen de los conductores de protección

Protecciones

Para garantizar la continuidad y calidad del servicio, proporcionando seguridad a los equipos que constituyen la instalación proyectada, así como a los operarios y al personal que pueda utilizar las instalaciones, se deben introducir los diferentes elementos de protección que conforman la aparamenta eléctrica, tanto para la zona d corriente continua como para la de corriente alterna.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión indica que se deben cumplir las siguientes condiciones para que un dispositivo proteja correctamente frente a sobrecargas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.16)$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad (5.17)$$

Donde I_B es la corriente de empleo, I_N la corriente nominal del aparato de protección, I_Z la corriente máxima admisible del conductor e I_2 la corriente convencional de funcionamiento del aparato de protección.

Se planteará el problema de la selección de las protecciones necesarias dividiendo la instalación en tramos de cableado, al igual que se procedió con el dimensionamiento de las líneas.

7 de julio de 2015

Protecciones de corriente continua

En la corriente continua, en el proceso de interrupción de corrientes, es necesario que la corriente disminuya gradualmente hasta su completa anulación y posterior apagado del arco, para así evitar que se produzcan sobretensiones elevadas. Sin embargo, en el caso de la corriente alterna no existe este problema, ya que la extinción del arco se produce espontáneamente al haber un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo de la onda.

- Protecciones entre strings y cuadro de conexiones a la entrada del inversor

Este tramo de línea debe estar protegido contra sobreintensidades mediante la utilización de fusibles, uno para cada conductor positivo y negativo de cada una de las líneas procedentes de los strings. Estos fusibles se incluyen en el cuadro de conexiones situada en los bornes de entrada de cada inversor. Este es un armario encargado de formar los paralelos de las series antes de llegar al inversor.

Los parámetros necesarios para el dimensionamiento de los fusibles serán los correspondientes a un conductor de 6mm² de cobre con aislamiento XLPE:

$$I_B = I_{MPP} = 8.34A$$

$$I_Z = 63A$$

Con estos datos se pueden calcular los límites para la intensidad nominal del fusible, dentro de los cuales se utilizará el valor normalizado más pequeño:

$$8.34 \leq I_N \leq 63A \rightarrow I_N = 10A \quad (5.16)$$

Seguidamente, se deberá calcular la corriente convencional de fusión del fusible escogido y determinar si la dimensión de éste es correcta:

$$I_2 = 1.6 \times I_N = 16A \quad (5.18)$$

$$16A \leq 1.45 \times I_Z = 1.45 \times 63 = 91.35A \quad (5.17)$$

Al cumplirse esta última condición, se elegirán fusibles de 10A de corriente nominal, dos por cada línea entrante al concentrador primario (uno para el conductor positivo y otro para el negativo).

Además de los fusibles, en este tramo se necesitan también interruptores-seccionadores para facilitar las tareas de mantenimiento pertinentes de los strings de módulos fotovoltaicos. Estos seccionadores se encuentran incluidos en la entrada de los inversores utilizados.

7 de julio de 2015

Protecciones de corriente alterna

Para diseñar el sistema de protecciones a aplicar en el tramo de líneas comprendido entre el inversor central y el PCC de la compañía será necesario cumplir la norma vigente sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a red del R.D.1663/2000, junto con los requisitos de conexión que imponga la empresa distribuidora en el punto de conexión utilizado (en nuestro caso Iberdrola).

Las protecciones necesarias por norma en este tramo de la instalación eléctrica serán:

- Cuadro descargador de tensiones: incluido a la salida de cada uno de los inversores, este elemento se utiliza en caso de descargas atmosféricas, con el fin de transmitir a tierra los picos de tensión que se puedan producir en el cableado eléctrico de la instalación. Este elemento se encuentra incluido en las líneas de salida de cada caja de conexiones primaria. Estos descargadores deberán soportar la tensión máxima de funcionamiento de la instalación, que será de 829.4V, por lo tanto se deberá elegir un descargador de sobretensiones cuya tensión de régimen permanente sea superior a este valor.

$$V_{cc} = 1000V$$

- Interruptores magnetotérmicos: protecciones incluidas en el cuadro de conexiones a la entrada del concentrador de corriente alterna
Para su correcto dimensionamiento, al cumplir estos dispositivos siempre la segunda condición, se utilizará la primera condición especificada para protecciones eléctricas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (5.16)$$

Se utilizarán interruptores automáticos de intensidad nominal de 63A.

- Caja general de protecciones de intemperie: unidad que incluye el conjunto de fusibles recomendados por la empresa distribuidora de energía eléctrica (en este caso Iberdrola).
- Fusibles de cuchilla: elementos de protección que sirven para proteger el tramo de alterna entre los inversores y el concentrador frente a sobreintensidades.
Estas protecciones vienen incluidas en el cuadro de conexiones de entrada del concentrador de corriente alterna.
- Aislamiento galvánico: se trata de una separación galvánica entre la red de distribución y el campo fotovoltaico, la cual debe estar presente en toda planta fotovoltaica. Esta separación se consigue mediante un transformador de aislamiento que viene incluido en el centro de transformación.
- Caja general de medida y protección: incluye los equipos de medida necesarios para controlar la producción que se vende a la empresa distribuidora, además del consumo de la propia instalación.

7 de julio de 2015

- Seccionador de puesta en carga: elemento de protección situado en el tramo comprendido entre el centro de transformación y el PCC, y que es propiedad de la compañía.

7 de julio de 2015

Instalación 1MW Inversores 20kW distribuidos:

Lista de elementos:

Conductor Cobre 6mm ² subcampos-Inversor: 2x11520m	0.68€/m
Conductor Aluminio 35mm ² Inv-ConcAlt: 4x1560m	2.46€/m
Conductor Cobre 500mm ² ConcAlt-CT: 3x4x10m	10.94€/m
Conductor Cobre 300mm ² CT-PCC:4x80m	9.56€/m
Caja conexión antes del inversor (): 50 Ud. Incluye:	560€/Ud
- Fusibles (In=10A)	
Caja concentración Alterna (): 1 Ud. Incluye:	15263€/Ud
- Fusibles de cuchilla,	
- Interruptores magnetotérmicos	
Bandeja conductores: 2880m	13.42€/m
Tubo PVC: 1650m	1.92€/m
Contador bidireccional trifásico	134€
Conductor protección 6mm ² : 2800m	1.24€/m
Conductor protección 16mm ² : 760m	2.17€/m
Conductor protección 250mm ² : 116m	6.74€/m
Conductor protección 150mm ² : 24m	3.59€/m
Anillo puesta a tierra (100m de lado): 400m longitud total	1652€
Cuadro de protección y medida (50 Uds.)	1273€
Inversor Sunny Tripower 20000TL:	
- Cuadro descargador de tensiones	
Centro de transformación (IG-032-ES):	210000€
- Transformador	
- Caseta prefabricada	
- Módulo de protección General	
- Módulo de medida	
- Módulo de protección del transformador	
- Módulo de línea salida	
- Separación galvánica	
- Cuadro de BT	
Obra civil:	
- Cimentación para estructura: 96 Uds	620€
- Zanja 0.7m de profundidad: 240m	31.7€/m
- Zanja 1.2m de profundidad: 80m	47.2€/m
Estructura soporte para 2x22 módulos: 96 Uds	3630€/Ud

7 de julio de 2015

Esquema de la instalación:

Figura 5.3: Esquema disposición campo con inversores distribuidos (un cuarto de la instalación: 48 strings)



Este esquema se repetiría simétricamente a la derecha y abajo del concentrador de corriente alterna, completando la instalación de 192 strings en total.

7 de julio de 2015

5.3. PRESUPUESTOS DE LAS INSTALACIONES TIPO

Con la lista de elementos obtenida anteriormente para cada una de las instalaciones diseñadas se procederá a calcular el presupuesto necesario como inversión inicial para su construcción.

Instalación 1MW Inversor Central:

Partida	Elemento	Unidad	Precio Unitario	Precio(€)
Cableado	Conductor Cobre 4mm2 subcampos-C1	4800	0,5	2400
	Conductor Aluminio 185mm2 C1-C2	2720	4,3	11696
	Conductor Cobre 400mm2 C2-Inv	80	9,8	784
	Conductor Cobre 630mm2 Inv-CT	960	12,6	12096
	Conductor Cobre 300mm2 CT-PCC	80	9,2	736
	Caja conexión primaria (Sunny String-Monitor 16)	16	460	7360
	Caja conexión secundaria (Sunny Main Box)	2	3578	7156
	Bandeja conductores:	2400	13,42	32208
	Tubo PVC:	1500	1,92	2880
	Contador bidireccional trifásico	1	134 €	134
Conductores de protección	Conductor protección 4mm2	2400	0,92	2208
	Conductor protección 90mm2	620	2,87	1779,4
	Conductor protección 150mm2	24	3,51	84,24
	Conductor protección 200mm2	22	5,86	128,92
	Conductor protección 315mm2	96	7,75	744
Puesta a tierra	Electrodo de puesta a tierra 16mm2 longitud=2m	192	22,12	4247,04
Protecciones	Cuadro de protección y medida	1	7 €	7,123
	Interruptor general (In=63A)	1	456 €	456
CT	Centro de transformación (IG-032-ES)	1	210.000 €	210000
Obra civil	Cimentación para estructura	96	620 €	59520
	Zanja 0.7m de profundidad	240	31,7	7608
	Zanja 1.2m de profundidad	80	47,2	3776
Estructura	Estructura soporte para 2x22 módulos	96	3630	348480
				716488,723

Tabla 5.14: Resumen del presupuesto de instalación con inversor central

7 de julio de 2015

Instalación 1MW Inversores 20kW distribuidos:

Partida	Elemento	Unidad	Precio Unitario	Precio
Cableado	Conductor Cobre 6mm2 subcampos-Inversor	23040	0,68	15667,2
	Conductor Aluminio 35mm2 Inv-ConcAlt	6240	2,46	15350,4
	Conductor Cobre 500mm2 ConcAlt-CT	120	10,94	1312,8
	Conductor Cobre 300mm2 CT-PCC	320	9,56	3059,2
	Caja conexión antes del inversor	50	560	28000
	Caja concentración Alterna	1	15263	15263
	Bandeja conductores	2880	13 €	38649,6
	Tubo PVC	1650	1,92	3168
Conductores de protección	Contador bidireccional trifásico	1	134 €	134
	Conductor protección 6mm2	2800	1,24	3472
	Conductor protección 16mm2	760	2,17	1649,2
	Conductor protección 250mm2	116	6,74	781,84
Puesta a tierra	Conductor protección 150mm2	24	3,59	86,16
	Anillo puesta a tierra (100m de lado): 400m longitud total	1	1.652 €	1652
Protecciones	Interruptor general (In=63A)	1	456 €	456
	Cuadro de protección y medida	50	1.273 €	63650
CT	Centro de transformación (IG-032-ES)	1	210.000 €	210000
Obra civil	Cimentación para estructura de bloque de 44 módulos	96	620 €	59520
	Zanja 0.7m de profundidad	240	31,7	7608
	Zanja 1.2m de profundidad	80	47,2	3776
Estructura	Estructura soporte para 2x22 módulos	96	3630	348480
				821735,4

Tabla 5.15: Resumen del presupuesto de la instalación con inversores distribuidos

A continuación se utilizará la red neuronal diseñada para calcular el precio unitario que generaría el modelo, y así compararlo con el obtenido mediante el estudio elemento a elemento y verificar la exactitud del cálculo de los costes.

Instalación	Red neuronal	Diseño
Inversor Central	0.6252€/Wp	0.652€/Wp
Inversores Distribuidos	0.8451€/Wp	0.748€/Wp

Tabla 5.16: Validación de los resultados de la red neuronal

Se puede observar con estos resultados que el desempeño de la red neuronal consigue una muy buena exactitud, sobre todo en el caso de instalaciones con un único inversor central, siendo el error mínimo en este caso. Mientras que para el caso de inversores distribuidos sólo se produce un error de en torno al 10%.

Como conclusión podemos verificar la validez de la red neuronal, consiguiendo un grado de exactitud más que aceptable a la hora de calcular el coste por Watio pico de los elementos de la instalación, excluyendo de este cálculo el precio de módulos e inversores.

7 de julio de 2015

CAPÍTULO 6. CONCLUSIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO

Finalmente y como conclusión de todo el trabajo, se utilizará el modelo de Matlab para calcular el sobredimensionado más eficiente para cada tipo de instalación. Para ello se obtendrán los precios de la energía necesarios para amortizar la planta para cada potencia pico del generador, y se escogerá la que concluye en un precio más bajo, por lo que el coste de la energía generada será el menor en ese caso.

Se estudiará el funcionamiento del modelo con un ejemplo de los resultados obtenidos para una potencia nominal del inversor de 100kW en el emplazamiento de la validación realizada (Cuenca), y se irá aumentando la potencia pico de la instalación fotovoltaica hasta un máximo de 200kW:

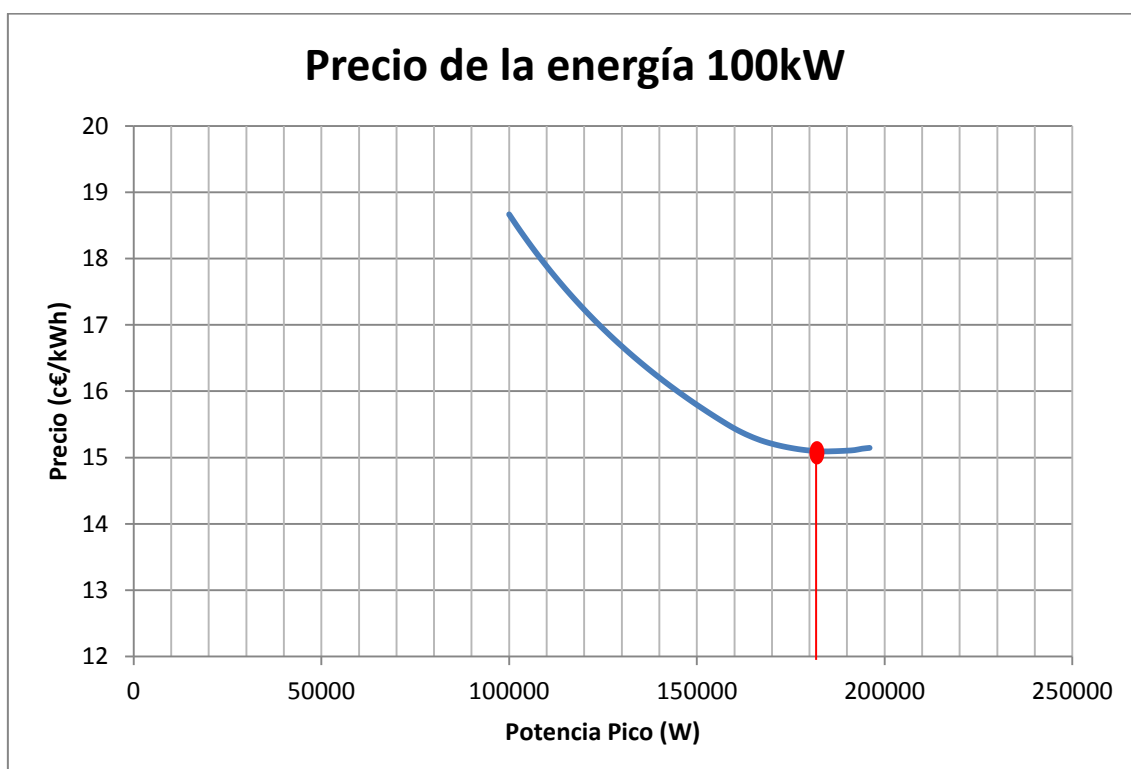


Figura 6.1: Evolución del precio de venta de la energía necesario con la variación de la potencia pico instalada

7 de julio de 2015

Los resultados que facilita la función de Matlab revelan un decrecimiento progresivo del precio de la energía necesario con el aumento de la potencia pico instalada, hasta llegar a un mínimo, lo que se traduce en un aumento progresivo de la rentabilidad del sistema fotovoltaico.

Con estos datos se obtendría un mínimo para una potencia pico de 184000W y, por lo tanto, un sobredimensionado de la instalación del +84%.

Este valor de sobredimensionado podría ser demasiado alto y no respetar los límites de potencia de entrada del inversor, con lo que se utilizaría para el diseño óptimo la potencia pico máxima que permitan las especificaciones del inversor utilizado.

El objetivo de este modelo es el de servir de apoyo en el proceso de diseño de una instalación fotovoltaica, y ayudar de esta forma a elegir el dimensionado óptimo para mejorar la rentabilidad del sistema de producción.

Esto se ha conseguido de una forma satisfactoria al haber validado, tanto los resultados de estimación de la producción, como la exactitud de los costes predichos por la red neuronal. La precisión de estas estimaciones se debe a la utilización de datos reales de instalaciones en funcionamiento, y al estudio pormenorizado de estos.

Con la utilización de estas herramientas diseñadas de forma precisa se ha logrado un modelo de fácil utilización y de gran precisión, para cuyo uso sólo son necesarias diversas características que se pueden obtener de cualquier "data-sheet" de estos elementos.

De esta forma se podrá conseguir incrementar el desarrollo de la tecnología ayudando a disminuir los costes, y así colaborar en la implantación definitiva de las energías renovables como fuente principal de energía.

CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Artículos científicos:

- [1] Tom Hoff, "Economic determination of optimal plant design for photovoltaics in the utility distribution system" 1991
- [2] W. J. Stolte, "Design, performance and cost of energy from high concentration and flat-plate utility-scale PV systems" 1993
- [3] Faten Hosny Fahmy, "Scheduling and resource allocation of non-conventional power systems via multi-level approach" 1994
- [4] Werner Knaupp, "Standardization of data sheet and nameplate specifications of photovoltaic modules" 1996
- [5] D. Weinstock, "Optimal design of solar fields" 2002
- [6] Jens Matics, "Intelligent design of PV based home supply using a versatile simulation tool" 2005
- [7] A. Kornelakis, "Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems" 2009
- [8] T. Kerekes, "A practical optimization method for designing large PV plants" 2011
- [9] E.H. Camm, "Solar power plant design and interconnection" 2011
- [10] Tamer Khatib, "An iterative method for designing high reliable standalone PV systems at minimum cost for malaysia" 2011
- [11] Xu Chen, "inverter size optimization for grid-connected concentrator photovoltaic (CPV) plants" 2011
- [12] Tamas Kerekes, "An optimization method for designing large PV plants" 2013
- [13] Anula Khare, "Optimal sizing of a grid integrated solar photovoltaic system" 2013
- [14] Emilio Ghiani, "On the performance ratio of photovoltaic installations" 2013
- [15] Enrique Romero-Cadaval, "Grid-connected photovoltaic generation plants" 2013

7 de julio de 2015

- [16] Joseph E. Schaar, "Financial optimization of photovoltaic arrays using the differential evolution algorithm in large dimensional spaces" 2013
- [17] Charalambos Paravalos, "Optimal design of photovoltaic systems using high time-resolution meteorological data" 2014
- [18] Di Zhu, "Optimal design and management of a smart residential PV and energy storage system" 2014
- [19] Meiqin Mao, "Economic analysis and optimal design on microgrids with SS-PVS for industries" 2014
- [20] Z. Salam, "The application of soft computing techniques to improve the performance of maximum power point tracker for PV system during partial shading" 2014
- [21] Hristo Zlatanov, "Design optimization of PVPP with solar trackers" 2014
- [22] Zhong Zhifeng, "PV power short-term forecasting model based on the data gathered from monitoring network" 2015

Proyectos:

- [23] Raúl Blázquez "Instalación solar fotovoltaica de 1,15MW conectada a la red eléctrica" 2010
- [24] Roger Guardiola "Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1MW" 2008
- [25] Carlos Suárez "Estudio y diseño de una planta de generación de energía solar fotovoltaica de 1,5MW, con conexión a la red eléctrica de distribución" 2012
- [26] Ixtebe Portabella "Proceso de cración de una planta solar fotovoltaica conectada a red" 2010
- [27] Alberto Díaz "Diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada para una huerta ecológica" 2012
- [28] Juan Peñaranda "Proyecto instalación solar fotovoltaica aislada" 2013
- [29] José Luis Aulló "Proyecto técnico de instalación solar fotovoltaica de 20 kWn sobre cubierta conectada a red" (PR) 2010
- [30] Jaime Domingo "Instalación de energia solar fotovoltaica para autoconsumo en el edificio de Can Ramis . Alcudia" (PR) 2014
- [31] Antoni Aguilà "Instalación fotovoltaica conectada a red" (PR) 2009
- [32] José Luis Aulló "Proyecto técnico de instalación solar fotovoltaica de 60 kWn sobre cubierta conectada a red" (PR) 2010

7 de julio de 2015

- [33] Oscar Molina “Diseño de un parque solar fotovoltaico de 100 kW Proyecto de inversión / Impacto ambiental” 2009
- [34] José Luis Aulló “Proyecto técnico de instalación solar fotovoltaica de 100 kWn sobre cubierta conectada a red” (PR) 2010
- [35] Sergio Morató “Diseño de una central fotovoltaica de 100kW” 2006
- [36] Rafael Luna “Diseño de planta solar fotovoltaica con conexión a red” 2007
- [37] Ignacio Torres “Instalación fotovoltaica, de potencia nominal 100kW sobre cubierta de edificio” 2008
- [38] Iñigo López “Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta de nave industrial existente en Castilla y León” 2008
- [39] Francisco de Delás “Instalación solar fotovoltaica de 100kW de conexión a red en Lorca, Murcia” 2009
- [40] UPC “Instalación solar fotovoltaica conectada a red” 2009
- [41] Ramón Vergara “Instalación solar fotovoltaica para conexión a red de 100 kW” (PR) 2010
- [42] Sergi Español “Estudio técnico y económico de una central fotovoltaica de 100kW interconectada a la red eléctrica” 2013
- [43] Rocío Alvarez “Instalación solar fotovoltaica de 200 kW, conectada a red de media tensión, sobre cubierta de un centro comercial en San Agustín del Guadalix, Madrid” 2014
- [44] Francisco Rangel “Proyecto de instalación de sistema fotovoltaico conectado a red para autoconsumo en vivienda unifamiliar” 2013
- [45] Jordi García “Estudio de aplicación de energía fotovoltaica en el orfanato ‘Ciudad de los Niños’ en Guatemala” 2010
- [46] Macarena Jiménez “Diseño de planta solar fotovoltaica de 20mw en california y conexión a la red de distribución” 2012
- [47] Alberto Vegas “Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en un edificio” 2009
- [48] Jordi Pellicer “Proyecto de construcción e instalación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red de 113,4 kWp en Lleida” (PR) 2008
- [49] Reyes Buzón “Planta solar fotovoltaica de 1.890kW de potencia nominal sobre suelo” 2010
- [50] Israel Blanco “Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial” 2009

7 de julio de 2015

[51] José Jorge Belda “Diseño de una instalación fotovoltaica de 96 kW en la cubierta de una nave industrial en Banyeres de Mariola (Alicante)” 2015

[52] Roberto Sanz “Diseño de una central fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal” 2010

[53] Fernando Moreno “Proyecto de ejecución de planta solar fotovoltaica de 2MW sobre cubierta denominada ‘Puertas THT’, para el suministro de una zona industrial” 2011

[54] Franklin Manuel Cabrera “Diagnóstico Económico Energético y Propuesta de Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo en Agrupación de Regantes de Pinella” 2013

[55] José Luis Aulló “Proyecto técnico de instalación solar fotovoltaica de 20 kWn sobre cubierta conectada a red” (PR) 2010

[56] Josu Recarte “Central solar fotovoltaica de 500kW” 2013

[57] Fátima Casas “Plan de negocio: planta solar fotovoltaica” 2010

Normas y manuales:

REE, “Red Eléctrica Española”, 2010

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ITC-BT-07, 2003

Iberdrola, “Condiciones Técnicas para la conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Distribución Iberdrola”, Manual Técnico de Distribución

Programas informáticos (software):

MATLAB R2015a

AutoCAD 2012

Sunny Design 3

PVGIS

Páginas web:

[58] <http://www.lamarea.com>

[59] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

[60] http://www.doc.ic.ac.uk/~nd/surprise_96/journal/vol4/cs11/report.html

Libros:

[61] G. Dreyfus “Neural Networks: Methodology and Applications”