



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE Y DISEÑO FOTOVOLTAICO PARA UN COMPLEJO INDUSTRIAL

Autor: Beatriz San José
Director: Luis Javier Mata

Madrid
Octubre 2018

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE Y DISEÑO FOTOVOLTAICO PARA
UN COMPLEJO INDUSTRIAL**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2017/18 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Beatriz San José González Fecha: ...8.../ ...10.../ ...2018...

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis Javier Mata

Fecha: ...8.../ 10...../ ...2018...

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a8..... deOctubre..... de2018....

ACEPTA

Fdo.....Beatriz San José González

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE Y DISEÑO FOTOVOLTAICO PARA UN COMPLEJO INDUSTRIAL

Autor: Beatriz San José González
Director: Luis Javier Mata

Madrid
Octubre 2018

PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE Y DISEÑO FOTOVOLTAICO PARA UN COMPLEJO INDUSTRIAL

Autor: **Beatriz San José González.**

Director : Luis Javier Mata.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Este documento tiene como objetivo estudiar la viabilidad técnica y económica de poner una instalación fotovoltaica en un complejo industrial.

En nuestro caso, vamos a colocar las placas fotovoltaicas sobre la cubierta de un complejo industrial, también se podrían colocar a ras del suelo.

Primero, he procedido a hacer un recorrido en la historia de la energía y del mercado eléctrico, reflejando la cantidad de emisión que nos ahorramos de CO₂ y componentes tóxicos y dañinos para el ser humano

2. Definición del Proyecto

En este proyecto consta el diseño fotovoltaico de toda la instalación, con objetivo de aportarle al complejo industrial la mayoría de energía que necesita en su consumo eléctrico.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Primero, partiendo de la energía que se le va a aportar al complejo industrial, y considerando las características de todos los elementos de nuestra instalación fotovoltaica, como los módulos, el inversor, los cables conductores de electricidad, los cables conductores de puesta a tierra, los soportes, he procedido a calcular cuantos metros cuadrados de superficie necesitamos tener para poder abastecer al complejo industrial energéticamente.

Una vez hecho el cálculo de los metros cuadrados que necesitamos tener, calculo con el Pliego de condiciones del IDAE la distancia que tenemos que dejar entre módulo y módulo fotovoltaico para evitar que se ocasionen sombras, lo cual daría lugar a cortocircuitos que ocasionaría la pérdida de producción de energía.

Nuestra planta fotovoltaica se basa en unas placas fotovoltaicas que generan electricidad, esta electricidad es generada en corriente continua, mediante el inversor transformamos esta corriente continua en corriente alterna, que es aprovechada para el consumo eléctrico de nuestro complejo industrial.

También es importante calcular bien el número de módulos en serie y en paralelo, ya que hay que revisar bien que todos los parámetros de intensidad, voltaje, ratio Wp/W entren dentro de las condiciones normales de funcionamiento., teniendo en cuenta que al poner muchos paneles en serie tenemos intensidad alta y al poner muchos en paralelo tenemos una tensión alta.

El tipo de terreno también es importante, ya que dependiendo de si es o no muy arenoso habrá que poner cimentaciones de hormigón tipo pata de elefante.

También es importante hacer un estudio de donde ubicar la instalación fotovoltaica para conseguir un lugar óptimo que esté dotado de una buena radiación, lo cual dará lugar a una producción óptima, consiguiendo así un PR elevado.

El PR es un parámetro fotovoltaico muy importante, es un porcentaje que nos relaciona la producción y la radiación y que cuanto más cerca del 100% mejor, porque cuanto mayor es

el PR, mejor esta funcionando la instalación. Como es una relación entre producción y radiación puede ser que esté indeterminado el PR y eso será cuando no hay radiación, que puede pasar por diversos motivos como por ejemplo que no haya habido sol o que los piránómetros no hayan podido registrar la radiación porque estén estropeados. También puede haber PR cero debido a que no haya habido producción. La curva de radiación tiene que seguir a la producción para que esté funcionando bien la planta fotovoltaica

También este proyecto incorpora las protecciones pertinentes, y todos los conductores están calculados y elegidos de acuerdo con los criterios de intensidad y sección máxima como indica el Reglamento Electrotécnico de Baja y media tensión (REBT).

Es importante en el presupuesto incorporar en el mantenimiento, ya que las placas fotovoltaicas pueden presentar a lo largo de los años diversos problemas por los cambios de temperatura como yellowing que es un problema común que aparece por temperaturas extremas.

4. Conclusiones

La vida útil de la planta fotovoltaica son 25 años, por lo que he realizado una proyección financiera, calculando el VAN y el TIR, que son medidores de si nos sale rentable poner la planta fotovoltaica, lo cual he concluido que es bastante rentable.

PROJECT OF RENEWABLE ENERGY AND PHOTOVOLTAIC DESIGN FOR AN INDUSTRIAL COMPLEX

Author: San José González, Beatriz .

Supervisor: Mata, Luis Javier.

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University

ABSTRACT

1. Introduction

The objective of this document is to study the technical and economic viability of putting a photovoltaic installation in an industrial complex.

In our case, we will place the photovoltaic panels on the roof of an industrial complex, they could also be placed at ground level.

First, I have proceeded to make a journey in the history of energy and the electricity market, reflecting the amount of emission of CO₂ and toxic components that we save.

2. Definition of the project

This project includes the photovoltaic design of the entire installation, with the aim of providing the industrial complex with the majority of the energy it needs in its electricity consumption.

3. Description of the model/system/tool

First, starting from the energy that is going to contribute to the industrial complex, and considering the characteristics of all the elements of our photovoltaic installation, such as the modules, the inverter, the electricity conductors, the grounding conductor cables, the supports, I proceeded to calculate how many square meters of surface we need to have in order to be able to supply the industrial complex energetically.

Once the calculation of the square meters that we need have been made, I calculate with the specifications of the IDAE the distance that we have to leave between the module and the photovoltaic module to avoid shadows, which would lead to short circuits that would cause the loss of energy production.

Our photovoltaic plant is based on photovoltaic panels that generate electricity, this electricity is generated in direct current, through the inverter we transform this direct current into alternating current, which is used for the electrical consumption of our industrial complex.

It is also important to calculate well the number of modules in series and in parallel, since it is necessary to check well that all the parameters of intensity, voltage, W_p / W ratio enter within the normal operating conditions, taking into account that when putting many

panels in series have high intensity and when putting many in parallel we have a high voltage.

The type of terrain is also important, since depending on whether or not it is very sandy you will have to put elephant foot concrete foundations.

It is also important to make a study of where to locate the photovoltaic installation to get an optimal place that is equipped with good radiation, which will lead to an optimal production, thus achieving a high PR.

The PR is a very important photovoltaic parameter, it is a percentage that relates production and radiation and that the closer to 100% better, because the higher the PR, the better the installation is working. As it is a relation between production and radiation it may be that the PR is undetermined and that will be when there is no radiation, which can happen for various reasons such as for example that there has been no sun or that the pyranometers have not been able to register the radiation because they are damaged. There can also be PR zero because there has been no production. The radiation curve has to follow the production so that the photovoltaic plant is working well

This project also incorporates the relevant protections, and all the conductors are calculated and chosen according to the criteria of intensity and maximum section as indicated by the REBT.

It is important in the budget to incorporate in the maintenance, since the photovoltaic plates can present throughout the years diverse problems by the changes of temperature like yellowing that is a common problem that appears by extreme temperatures.

Ilustración 1 - Esquema del sistema conectando dos vagones contiguos [RODR13]

4. Conclusions

The useful life of the photovoltaic plant is 25 years, so I have made a financial projection, calculating the van and the tir, which are meters of whether it is profitable to put the photovoltaic plant, which I have concluded is quite profitable.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	4
1.1 Introducción	4
1.2 ANTECEDENTES	5
1.3 Mix completo de la energía en españa.....	7
1.3.1 Energía nuclear	7
1.3.2 Energía eólica.....	9
1.3.3 Carbón(MINERAL).....	10
1.3.4 Ciclo combinado	11
1.3.5 Hidráulica.....	12
1.3.6 Termoeléctrica.....	14
Capítulo 2. Objetivos del Proyecto	15
2.1 Objetivos de la energía solar	15
Capítulo 3. Alternativas existentes de conexión con la red de instalaciones fotovoltaicas y solución adoptada	18
Capítulo 4. Definición del Trabajo.....	21
4.1 Decisión de la energía a generar.....	21
4.1.1 Emplazamiento.....	21
4.1.2 Balance neto	22
4.1.3 Estimación de la producción	24
4.1.4 Radiación recibida.....	26
4.1.5 Emisiones de gases contaminantes evitados.....	27
Capítulo 5. Cálculos y dimensionado.....	28
5.1 Inversores	28
5.1.1 Tipos de inversores en el mercado.....	28
5.1.2 Modelo elegido para la instalación fotovoltaica	30
5.1.3 Curva i-v.....	30
5.2 Paneles solares y cálculos para su dimensionamiento.	32
5.2.1 Tipos de paneles en el mercado	32
5.2.2 Modelo elegido para la instalación fotovoltaica	34
5.2.3 Parámetros de los paneles fotovoltaicos	35
5.2.4 Curva i-v producción del panel solar.....	36
5.2.5 Definición de módulos en serie y paralelo	38

5.2.6 Cálculo del número de módulos en serie y paralelo para nuestra instalación.....	41
5.2.7 Modelo elegido para la instalación fotovoltaica	41
5.3 Cálculo para la elección de la superficie y distancias entre módulos	42
5.4 Cableado.....	44
5.5 Protecciones empleadas	49
5.6 Puesta a tierra.	50
5.7 Soportes.....	50
Capítulo 6. Análisis de Resultados, Presupuesto y Proyección financiera.....	51
6.1 Presupuesto.....	51
6.2 Estudio económico y proyección financiera del proyecto.....	53
Capítulo 7. Bibliografía	57
ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	58

Índice de ilustraciones

- Ilustración 1. La comparación entre 2015 y 2050 de los costes de energía renovable*
Ilustración 2. Generación electricidad en 2015 y 2050 atendiendo al tipo de fuente.
Ilustración 3. Emplazamiento
Ilustración 4. Consumo medio semanal
Ilustración 5 Consumo medio diario de fin de semana
Ilustración 6. Consumo medio diario de entre semana
Ilustración 7 Producción mensual
Ilustración 8. Gráfico de barras producción mensual
Ilustración 9. Irradiación recibida anual en Madrid
Ilustración 10. Emisión de gases evitados
Ilustración 11. Tipos de inversores
Ilustración 12. Curva I-V Inversor
Ilustración 13. Paneles fotovoltaicos monocristalinos
Ilustración 14. Paneles solares fotovoltaicos policristalinos
Ilustración 15 Paneles solares fotovoltaicos amorfos
Ilustración 16. Propiedades eléctricas modulo
Ilustración 17. Producción del panel solar
Ilustración 18. Ejemplo curva I-V
Ilustración 19. Conexión módulos en serie
Ilustración 20. Conexión módulos paralelo
Ilustración 21. Ejemplo conexión serie paralelo
Ilustración 22. Propiedades físicas del módulo
Ilustración 23. Distancia entre filas de módulos
Ilustración24. Valor de k en función de la latitud para calcular distancia entre paneles
Ilustración25. Esquema de colocación de las placas
Ilustración 26. Partes de un conductor
Ilustración 27. Fórmula de cálculo de la sección
Ilustración 28. Definición de los parámetros para calcular la sección
Ilustración 29. Esquema de la colocación de paneles en nuestra instalación
Ilustración 30. Características de los componentes del presupuesto

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este proyecto es hacer un proyecto de energías renovables y limpias. Partiendo del cálculo de cargas en sus cargas eléctricas, vamos a hacer el aporte de energía solar mediante fotovoltaica.

Durante unos meses vamos a basarnos en un complejo industrial, partiendo del calculo de cargas en sus cargas eléctricas, vamos a hacer el aporte de energía solar mediante fotovoltaica.

Vamos a determinar las características de los paneles, por donde van los cables, el cálculo del esquema eléctrico de la instalación (donde van baterías o transformadores o inversores)

Quiero priorizar la sostenibilidad de mi proyecto, e incidir en el presupuesto y la viabilidad e incluiré un estudio de seguridad de seguridad y salud.

Voy a hacer un presupuesto que sea viable y ahorre energía al edificio de energías renovables limpias, con placas modernas.

La instalación será de 100 kW.

En el caso de una instalación de energía solar fotovoltaica autónoma (aislada de la red) es fundamental un correcto dimensionamiento tanto para poder abastecer con garantías la demanda energética que tengamos, como también para acotar el coste económico de la instalación.

Primer punto: Cálculo de la demanda energética de nuestro complejo.

Segundo punto: Cálculo de la radiación solar disponible. Para conseguir la radiación solar incidente, podemos usar tablas con estimaciones ya existentes. Dimensionaremos la instalación para las condiciones mensuales más desfavorables de insolación, y de esta manera estaremos seguros de estar cubriendo la demanda para el año completo.

Tercer punto: Hallar el numero de placas o paneles solares que necesitamos

Vamos a hacer el cálculo para determinar el número de módulos (placas o paneles solares) de acuerdo con las condiciones de radiación más desfavorables.

Cuarto paso: Selección del regulador y del convertidor

Los reguladores de carga vienen determinados por la intensidad máxima de trabajo y por el voltaje en que hayamos diseñado nuestra instalación.

La potencia del convertidor de CC/AC la escogeremos en función de la suma de todas las potencias nominales de los equipos que están consumiendo multiplicado por el coeficiente de simultaneidad de uso de estos. (normalmente valores que van de 0,5-0,7).

1.2 ANTECEDENTES

Poniéndonos en contexto, la Evolución histórica del sistema eléctrico, en el Siglo XIX encontrábamos redes radiales aisladas en corriente continua, alimentadas desde una “central” situada en el baricentro de las cargas a tensiones muy bajas (< 500 V) y centrales constituidas por generadores de corriente continua (dinamos), cuyo eje era arrastrado por el cigüeñal de máquinas de vapor, que utilizaban carbón como fuente de energía primaria.

En el primer tercio del Siglo XX se inventa el transformador, que permite transportar la electricidad a grandes distancias y la ubicación de las “centrales” alejadas de las áreas de consumo, la generación se realizaba en corriente alterna mediante alternadores. Se disponen transformadores elevadores a la salida de las centrales y transformadores reductores en los núcleos de consumo, para continuar alimentando a las cargas en baja tensión.

Surge el concepto de “subestación” como el lugar donde se realiza la elevación de tensión y se dispone el parque de alta tensión para distribuir las líneas que se dirigen a los “centros de transformación. El centro de transformación es el lugar donde se realiza la reducción de tensión y se dispone de cuadro de baja tensión para alimentar a los consumidores. Las redes continúan siendo radiales, de forma que cada consumidor recibe alimentación desde una sola central y se desarrollan las centrales hidráulicas.

El segundo tercio del siglo XX resalta la construcción de centrales más grandes y más alejadas de las zonas de consumo, lo que obligó a habilitar nuevas líneas de mayor tensión, se puso en marcha la construcción de centrales hidráulicas de bombeo para permitir el almacenamiento de la energía sobrante de las centrales nucleares cuando la demanda eléctrica no es alta. En el periodo comprendido desde el tercer tercio del siglo XX hasta la actualidad destaca una fuerte crisis del petróleo que permitió el desarrollo de tecnologías que permitieron un buen aprovechamiento de la energía primaria, centrales de cogeneración y el aprovechamiento de fuentes de energía renovable de baja densidad energética, como la solar, eólica, hidráulica, geotérmica, oceánica, biomasas y biocombustibles, y desarrollo de nuevas tecnologías de producción como electrovoltaicas (electroquímica, fotovoltaica y termoelectricidad) y la fusión nuclear. [1]

La energía solar fotovoltaica es una tecnología sorprendentemente antigua, en 1876 Richard Day descubre que aplicar luz del sol sobre selenio surge una corriente eléctrica a este fenómeno se le conoce como efecto fotoeléctrico.

La carrera espacial entre USA y URSS paso gracias a la energía solar fotovoltaica de tener un rendimiento $\eta=3\%$ a tener un rendimiento $\eta=18\%$.

1.3 MIX COMPLETO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

A continuación, veo oportuno hacer un resumen de los tipos de fuentes que nos podemos encontrar como principales productoras de energía y más adelante indicaré su importancia actual y a lo largo de la historia en el mercado eléctrico.

Queda configurado así el **mix completo de la energía en España durante 2017**:

- **Nuclear: 22,6%**
- **Eólica: 19,2%**
- **Carbón (mineral): 17,4%**
- **Ciclo combinado: 13,8%**
- **Hidráulica: 7,3%**
- **Fotovoltaica: 3,3%**
- **Termoeléctrica: 2,2%**
- **Otras: 14,2%**

1.3.1 ENERGÍA NUCLEAR

Las centrales nucleares utilizan la fisión nuclear para producir electricidad.

Cuando se produce una de estas dos reacciones nucleares (la fisión nuclear o la fusión nuclear) los átomos experimentan una ligera pérdida de masa.

Ahora se está estudiando la energía de fusión nuclear cuyos fundamentos son que se basa en intentar emular en la tierra, de forma controlada, las condiciones de temperatura y presión que se dan en las estrellas para conseguir la fusión de núcleos de hidrógeno o de alguno de sus isótopos (deuterio y tritio) venciendo la repulsión electrostática. En estas condiciones se originan núcleos de helio y otros nucleídos cuya masa es inferior a la de los núcleos fisionados, produciéndose en consecuencia una gran liberación de energía

Las investigaciones que se vienen realizando desde hace años intentan conseguir condiciones de unos 40×10^6 °C en los núcleos a fusionar y mantener confinado el plasma a dicha temperatura un tiempo prolongado. Se emplean básicamente dos métodos, el confinamiento electromagnético y el confinamiento inercial.

El confinamiento electromagnético intenta mantener confinado el plasma en un campo electromagnético toroidal que impida su contacto con las paredes del electroimán. El modelo de reactor que emplea este método se denomina Tokamak.

El confinamiento inercial trata de bombardear con rayos láser de alta potencia esferas de materia fisible que albergan en su núcleo material fisiónable.

La compresión del láser junto a la reacción de fisión nuclear de la superficie de la esfera permite crear las condiciones necesarias para la reacción de fusión.

Los proyectos de investigación en marcha destacables son el proyecto ITER, es un proyecto internacional de investigación en el que participa España junto a la mayoría de países occidentales, que trata de verificar la posibilidad de producir energía eléctrica mediante fusión controlada en un reactor tipo Tokamak. Se ha iniciado su construcción en Cadarache (Francia).

Se espera finalizar su construcción en 2025 y conseguir la fusión controlada en 2050. [1]

1.3.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una de las primera formas de energía que utilizó el ser humano. Hay que remontarse hasta el año 3.000 a. C. para que se empezase a utilizar el viento como fuente capaz de proporcionarnos energía. Ocurrió en los primeros barcos veleros en el antiguo Egipto. Los primeros molinos de viento son del siglo VII y están ubicados en Sistán, en la actual Afganistán (antigua Persia). Esos molinos, de eje vertical y con seis u ocho velas de tela, se utilizaban para moler grano o para bombear agua. En Europa fueron cimentados los primeros molinos en el siglo XII en Francia e Inglaterra.

En la primera mitad del siglo XX hay muchos trabajos relevantes tanto en Europa y en Estados Unidos. Pero no se levantó el interés real por la energía eólica hasta los años 70, cuando la primera crisis del petróleo obligó a investigar sobre nuevas formas de abastecimiento. Antes de que acabase esa década se desarrollaron los primeros aerogeneradores de uso comercial, que en 1980 llegaron a generar 55 kW.

Fue en esos años 80 cuando la energía eólica comenzó a crecer con mucha fuerza, sobre todo a partir de los movimientos contra la energía nuclear, y en la última década del siglo XX se produjeron los avances que hicieron de esta fuente de energía una alternativa posible a las que había.

En 2001 se creó en Dinamarca la Asociación Mundial de Energía Eólica (World Wind Energy Association), con sede en Bonn (Alemania) y concebida como una organización internacional para la promoción mundial de esta fuente de energía. Ahora está formada por unos 500 miembros en más de cien países. Actualmente originan energía eólica más de 80 países, la práctica totalidad de los desarrollados, pero también, y cada vez más, países en desarrollo. Europa es el país con más aerogeneradores. Hay unos 200.000 distribuidos por el mundo que, según datos de finales de 2011, generan 238,351 MW de energía. [2]

1.3.3 CARBÓN(MINERAL)

El mineral produjo el 17,4% de la energía en 2017.

En el documento de la Agencia Internacional de la Energía(AIE), la Agencia hace una previsión respecto al papel del carbón en el mix energético mundial. Así, destaca que el peso de la energía generada con mineral caerá hasta el 26 por ciento en el año 2022, un uno por ciento menos que la participación que tuvo en 2016. La prueba es, sin ir más lejos, es España. La presencia del carbón en el mix energético nacional creció en 2017 más de un 21% por ciento respecto al año anterior, siendo el mineral la tercera fuente de generación eléctrica a lo largo del año. Pasó de suponer el 14,3 al 17,4% de la generación total de energía del país.

Pese a la tendencia general de Europa, en España el carbón sigue siendo esencial. Y la prueba está en las estadísticas registradas por Red Eléctrica Española (REE), que reflejan que en 2017, la generación con carbón creció más de un tres por ciento (3,1), respecto al año anterior. En concreto, el pasado ejercicio, el 17,4 por ciento de la electricidad en España se produjo con mineral, siendo la tercera fuente de generación, solo por detrás de la nuclear (22,6%) y de la eólica (19,2%). Un año atrás, el carbón apenas era la cuarta energía, por detrás incluso de la hidráulica y superando por poco a los ciclos combinados y la cogeneración.

Estos datos y la condición de ser el único combustible fósil autóctono con el que garantizar el suministro eléctrico en el país es una de las bazas que los sindicatos quieren jugar para lograr que las minas sigan vivas en 2019.

Un consumo que se mantendría más o menos estable. Por una parte, se estima que la generación con carbón crecerá un 1,2 por ciento en el próximo lustro, pero por la otra descenderá el peso en la participación de esta fuente en el mix mundial.

El informe elaborado por la Agencia Internacional señala además que la Unión Europea apenas representa un 6% de la demanda mundial de electricidad generada con carbón, y alertó de que "su peso será cada vez más marginal". También se hace referencia a la necesidad de aplicar medidas y fomentar el desarrollo de las tecnologías de captura, transporte, utilización y almacenamiento de carbono que, a "pesar de haber dado pasos importantes el año pasado, aún están muy por detrás de otras tecnologías bajas en carbono y, sin las cuales, el desafío climático será mucho más difícil de abordar . [3]

1.3.4 CICLO COMBINADO

Este tipo de central desarrolla dos ciclos termodinámicos combinados; uno Brayton de aire/combustible y otro Rankine de agua/vapor.

El gas natural, empleado como combustible primario, reacciona con aire comprimido en la cámara de combustión del ciclo Brayton. Los gases de la combustión accionan la turbina de gas, cuyo eje arrastra un generador produciendo energía eléctrica. Los ejes de compresor, turbina y generador están acoplados.

Los gases de escape de la turbina de gas (humos), antes de ser evacuados a la atmósfera, se hacen pasar por la caldera de recuperación del ciclo Rankine, donde transfieren su energía térmica al agua de un ciclo Rankine que se convierte en vapor. El vapor acciona la turbina del ciclo, cuyo eje está acoplado a un segundo generador. El vapor saturado que sale de la turbina y se lleva a un condensador donde pasa a estado líquido y se bombea de nuevo a la caldera para reiniciar el ciclo.

El rendimiento global de un ciclo combinado puede alcanzar el 58%, correspondiendo un 30 % al ciclo Brayton y un 40 % al ciclo Rankine.

El ciclo básico descrito puede realizarse físicamente acoplando los dos generadores en un mismo eje, o desacoplados.

También pueden combinarse varios ciclos Brayton (hasta tres) con un mismo ciclo Rankine, lo que permite ajustar mejor la potencia de trabajo de las turbinas de gas a la demanda, manteniendo paradas algunas si fuera necesario, dada la caída de rendimiento que experimentan estas turbinas con cargas parciales, motivada por tener que arrastrar el compresor a la misma velocidad independientemente de la carga.

Cuando se combinan varios ciclos Brayton con uno de vapor, cada uno de ellos dispone de su propia caldera de recuperación. El vapor generado conjuntamente se lleva a la turbina del ciclo Rankine.

La primera central de ciclo combinado inaugurada en España fue la central de San Roque en Cádiz. A partir de su puesta en funcionamiento en el año 2002, la importancia en la generación de energía eléctrica a partir de centrales térmicas de ciclo combinado ha sido creciente dentro del mix de generación eléctrica de nuestro país. [4]

1.3.5 HIDRÁULICA

Se trata de una instalación en la que se utiliza el agua que transcurre por ríos, lagos o mares para convertirlo en energía eléctrica. Para ello, cuenta con unas turbinas que están adjuntas a los alternadores que son los que convierten la masa de agua en energía.

Las características de las centrales hidroeléctricas pasan por los componentes que la conforman. Empezando por la presa, el elemento más importante, porque se encarga de retener el agua en el embalse. En ese embalse se sitúan los rebosaderos, que permiten filtrar el agua sobrante sin que pase por la turbina.

Un elemento muy importante en las centrales hidroeléctricas es el destructor de energía, que evita que las masas de agua sobrantes no provoquen grandes daños al terreno.

El agua que sí se aprovecha pasa, siempre, por la sala de máquinas. En ella están las turbinas y los alternadores, además de la zona de control. La turbina convierte la energía mecánica en cinética. Mientras, el alternador, hace que esta energía cinética pase a ser eléctrica.

Por último, las conducciones son las tuberías que conducen el agua por donde debe ir. Mientras, las válvulas son las que controlan el paso del agua por dichas tuberías, evitando que desborde.

Hay varios tipos de centrales hidroeléctricas hay varios tipos, que dependerán de la potencia con la que cuenten y la cantidad de energía eléctrica que puedan acumular. Los tipos son: centrales hidroeléctricas de gran potencia, las cuales son las centrales hidroeléctricas que cuentan con más de 10MW, minicentrales hidroeléctricas, que son las centrales hidroeléctricas que cuentan con una potencia entre 1MW y 10MW y microcentrales hidroeléctricas, que son las centrales hidroeléctricas que cuentan con una potencia menor de 1MW

Otra variable que dictamina el tipo de centrales hidroeléctricas es el terreno donde se ubican. En este caso, pueden ser: centrales hidroeléctricas de agua fluyente, que son las centrales hidroeléctricas que no tienen zona de almacenaje del agua, por lo que necesitan que el caudal del río sea lo suficientemente elevado para generar energía. Tiene el inconveniente de que, en época de sequía, no genera energía; Centrales hidroeléctricas de embalses en este caso, una presa es la que forma una acumulación de agua artificial, donde llega a haber una cantidad amplia de agua que se eleva sobre las turbinas. Con tal cantidad, se puede controlar la cantidad de agua que pasa por ellas y la cantidad de energía que se produce y por último, centrales hidroeléctricas a pie de

presa, en este caso se coge un tramo de río o lago y se levanta una presa para ubicar las turbinas justo detrás.

El funcionamiento de las centrales hidroeléctricas consiste en que una presa levantada de forma artificial forma una considerable acumulación de agua que genera la suficiente fuerza como para ser convertida en energía eléctrica.

Para esta conversión, la presa cuenta con una válvula que regula la corriente de agua que pasa por las turbinas. Para hacerla llegar a la misma, la instalación cuenta con una tubería que la conduce hasta la zona indicada. La presión de esta agua convierte su energía en cinética, al disminuir su fuerza, pero aumentar su velocidad.

Cuando el agua llega a la zona de las turbinas, éstas hacen que la energía cinética de antes pase a ser energía mecánica de rotación. Esa turbina está adherida, por el eje, a un generador eléctrico que no para de dar vueltas. Así, convierte la energía de rotación en energía eléctrica de media tensión. Una vez finalizado el proceso, el agua vuelve al río y prosigue su curso, o bien es derivada de nuevo al embalse. [7]

Las centrales hidroeléctricas en España son un elemento habitual en el espectacular paisaje que ofrece el país. Eso sí, hay algunas más destacadas. Es el caso de la Central de Aldeadávila. Situada en Salamanca, tiene una capacidad de 1.243 MW y pertenece a Iberdrola.

Está levantada en pleno centro del río Duero y es una de las obras de ingeniería más relevantes de todo el país. Se puso en marcha en 1986 y se complementa con otra central, algo más pequeña, levantada en 1962. Entre ambas son capaces de producir 2.400 GWh anuales.

Por su parte, otra de las centrales hidroeléctricas en España más relevantes es la de José María de Oriol, en Alcántara (Extremadura). Con una potencia reconocida de 916 MW, tiene capacidad para abastecer a toda la Comunidad en dos ocasiones, incluso en momentos de consumo desmesurado. Para ello, dispone de cuatro grupos hidroeléctricos de 229 MW cada uno.

En funcionamiento desde 1969, el dato curioso lo deja el embalse, cuya capacidad es de 3.162 hectómetros cúbicos, lo que le sitúa como el segundo más grande de España. Y cuarto de Europa. No es para menos. La impresionante presa se eleva hasta 130 metros y se prolonga durante 570 metros, es decir, más de medio kilómetro. Además, sus siete aliviaderos permiten evacuar más de 12.000 metros cúbicos por segundo, en caso de hacer falta. [5]

1.3.6 TERMOELÉCTRICA

Una central termoeléctrica es una instalación en donde la energía mecánica que se precisa para poner en movimiento el rotor del generador, con el objetivo de obtener la energía eléctrica, se consigue con el vapor formado al hervir el agua en una caldera. El vapor generado tiene una gran presión, y se hace llegar a las turbinas para que en su expansión sea capaz de mover los álabes de las mismas.

Las centrales termoeléctricas necesitan carbón, fuelóleo o gas natural. En estas centrales la energía de la combustión del carbón, fuelóleo o gas natural es utilizada para transformar el agua en vapor.

Una central termoeléctrica está constituido por una caldera y una turbina que pone el generador eléctrico en movimiento. El componente más importante es la caldera, y en ella se es llevada a cabo la combustión del carbón, fuelóleo o gas.

La primera central termoeléctrica fue construida por Sigmund Schuckert y se puso en marcha en 1878. Las primeras centrales comerciales fueron Pearl Street Station en Nueva York y la Edison Electric Light Station, en Londres, que entraron en funcionamiento en 1882. Ambas usaban motores de vapor de pistones. El avance de la turbina de vapor permitió el levantamiento de centrales más grandes y eficientes por lo que hacia 1905 la turbina de vapor había reemplazado completamente a los motores de vapor de pistones en las grandes centrales eléctricas.

Los tipos de centrales termoeléctricas pueden ser de ciclo convencional o ciclo combinado.

Las que se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que utilizan la combustión del carbón, petróleo (aceite) o gas natural para generar la energía eléctrica. Son las más rentables, por lo que su utilización está muy extendida en el mundo económicamente avanzado y en el mundo en vías de desarrollo, pero tienen un alto impacto ambiental. [6]

Capítulo 2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

2.1 OBJETIVOS DE LA ENERGÍA SOLAR

El desarrollo de las energías renovables ayuda a que se cumplan los objetivos, ya que la Unión Europea ha acordado en junio de 2018 que el 32% de la energía consumida tenga su origen en fuentes renovables en el año 2030.

En junio de 2016, la energía termosolar batió récords de producción de electricidad, generando en junio el 4,4 % de la electricidad en España y produciendo 791 gigavatios-hora (GWh).

Realizar una transición global hacia una red eléctrica 100% renovable ha sido durante mucho tiempo un sueño para muchos, pero un nuevo estudio de investigación publicado por la Universidad Tecnológica de Lappeenranta (LUT) y realizado en colaboración con el Energy Watch Group (EWG) ha demostrado que ya no es solo un sueño sino una realidad viable que, además, sería más mucho mejor que el actual, que aun necesita de combustibles fósiles.

La LUT ya ha publicado resultados que destacan los posibles casos de redes eléctricas 100% renovables de Rusia y Asia Central para 2030; de Sudamérica para 2030; de Irán y Medio Oriente para el 2030; India en 2050; y su mayor logro, un modelo exitoso de un sistema mundial de energía 100% renovable.

El nuevo estudio, sin embargo, argumenta que el 100% de electricidad renovable no es una mera posibilidad lejana, sino una realidad posible si se dan las condiciones políticas correctas.

Las tecnologías ya existen, según los autores del estudio, que afirman que el potencial de las tecnologías de energía renovable (incluido el almacenamiento) ya pueden generar energía suficiente y segura para cubrir toda la demanda mundial de electricidad en el año 2050.

Esto se traduciría en un coste nivelado de electricidad (LCOE) promedio global de electricidad 100% renovable en 2050 de 52 euros (60 dólares) / MWh, precio que incluye generación, almacenamiento, transporte, pérdidas y algunos costes de la red, en comparación con los 70 euros / MWh de 2015.

Renewable Electricity is Cost-effective

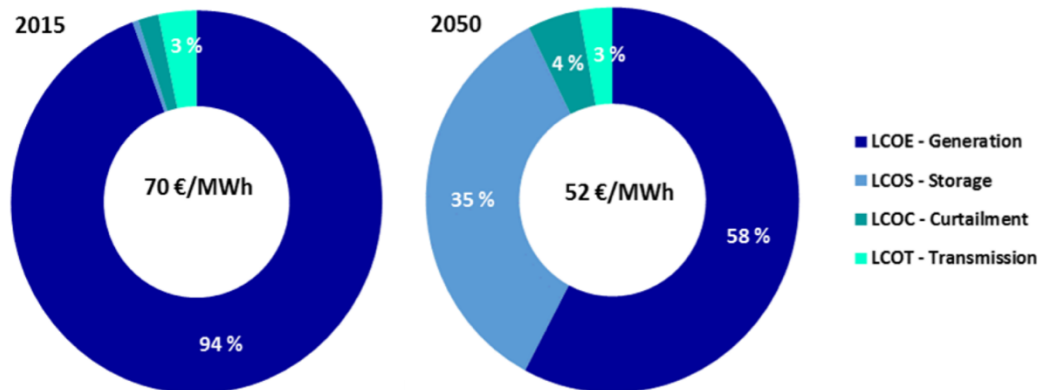


Ilustración 1. La comparación entre 2015 y 2050 de los costes de energía renovable

Una transición en esta línea reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico a cero y reduciría drásticamente las pérdidas totales en la generación de energía. Finalmente, la transición daría lugar a 36 millones de empleos para 2050, 17 millones más que en la actualidad.

“Es posible una descarbonización completa del sistema eléctrico para el año 2050 con un coste del sistema menor que el actual basado en la tecnología disponible”, explicó Christian Breyer, autor principal del estudio, profesor de Economía Solar de la LUT y presidente del Consejo Científico de EWG.

La transición estaría impulsada por la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en baterías; la energía solar fotovoltaica representaría el 69% del mix energético total en 2050, seguida de la eólica, con el 18%; la energía hidroeléctrica, con el 8%, y la bioenergía, con el 2%.

Las cifras son un poco diferentes para el horizonte 2030, en el que la energía eólica representa el 32% del mix energético global, pero después de 2030, el informe de la LUT espera que la energía solar sea más competitiva y aumente su participación del 37% en 2030 a alrededor del 69% en 2050. “No hay razón para invertir un dólar más en la producción de energía fósil o nuclear”, agregó el presidente del EWG, Hans-Josef Fell.

“La energía renovable proporciona un suministro de energía rentable. Todos los planes para una mayor expansión del carbón, la energía nuclear, el gas y el petróleo tienen que cesar. Se deben canalizar más inversiones en energías renovables y la infraestructura necesaria para el almacenamiento y las redes. Todo lo demás generará costes innecesarios y aumentará el calentamiento global”.

Electricity Generation in 2015 and 2050

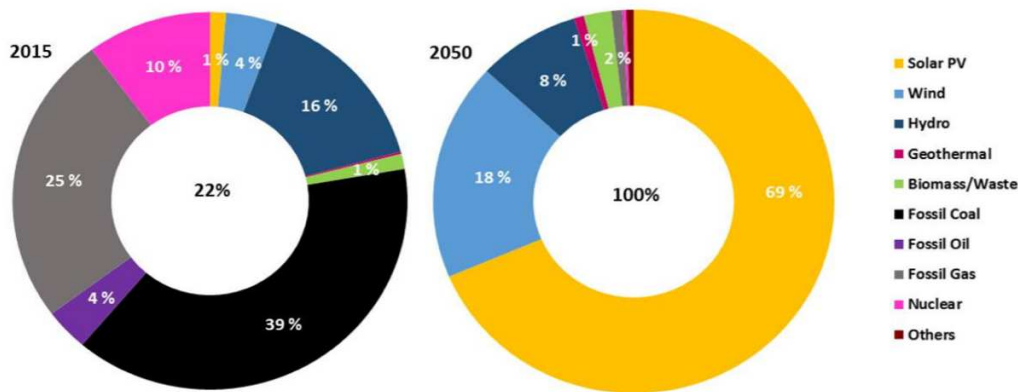


Ilustración 2. Generación electricidad en 2015 y 2050 atendiendo al tipo de fuente.

Otro ejemplo actual es que un informe del Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA) pone en entredicho el futuro de las centrales térmicas de carbón de Endesa.

Según el grupo de analistas que realizó el informe, Endesa tiene previsto invertir 400 millones de euros en tres centrales eléctricas: As Pontes, Alcodia y Litoral. Una inversión que se realiza para tratar de cumplir con los límites de emisiones de dichas plantas y así poder mantenerlas en funcionamiento una serie de años.

Esta apuesta de Endesa por continuar con el carbón es más que probable que no sea rentable para la eléctrica española en manos de Enel. El informe de IEEFA asegura que esas inversiones se quedarán varadas, es decir, que no se podrán rentabilizar en el tiempo por varias cuestiones.

Una de ellas es el plan de la UE de cerrar las centrales de carbón en los próximos años, no mucho más allá de 2030. Por lo tanto, no habría tiempo suficiente. A ello, habría que sumar que los costos de generación de estas centrales aumentarán con el precio del carbono para la década de 2020-2030. [7]

Capítulo 3. ALTERNATIVAS EXISTENTES DE CONEXIÓN CON LA RED DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Y SOLUCIÓN ADOPTADA

Vamos a hacer una instalación de apoyo a un complejo industrial, le vamos a suministrar 100 kW mediante células fotovoltaicas. Vamos a hacer este aporte de energía de manera que no nos sobre energía, y se consuma toda en dicho complejo.

Las alternativas son instalaciones fotovoltaicas con y sin conexión a la red. Las instalaciones de conexión a red son las más extendidas por nuestro país.

En ellas, la energía solar producida se envía directamente a través de un inversor de conexión a red a un contador, en el que el productor recibe una compensación económica por la cantidad producida. El suministro energético para sus equipos proviene directamente de la red pública.

Las instalaciones aisladas de red son habituales en zonas dónde el acceso a la red pública es muy difícil o imposible de conseguir o cuando dicha operación conlleva un coste bastante elevado, por lo que se explora otra forma de obtener el suministro de electricidad.

La energía solar fotovoltaica proporciona una oportunidad eficiente y renovable de conseguir dicho suministro en las zonas anteriormente comentadas.

Para ello, el sistema capta la radiación que emite el sol y se encarga posteriormente de producir energía y suministrarla o almacenarla.

También es interesante hacer hincapié en otros beneficios que podemos obtener de un mercado con tantas perspectivas de futuro como es la energía solar fotovoltaica como el bombeo solar y el alumbrado solar.

La gran cantidad de horas de sol en territorios de extensas zonas agrícolas como Andalucía, La Mancha o la Comunidad Valenciana, aunque también en gran parte de España, ha permitido a los agricultores disponer de sistemas de bombeo solar fotovoltaico en los que se aprovecha ésta gran cantidad de radiación solar para suministrar agua a sus explotaciones

agrarias. Los paneles capturan la radiación solar y la transforman en energía solar fotovoltaica, en forma de corriente continua.

Esta corriente pasa a través de un cuadro inversor que capta dicha energía y regula la cantidad que se emite a la bomba solar, que utiliza para expulsar agua extraída, normalmente, de acuíferos.

El alumbrado solar público se encarga de utilizar la energía solar obtenida durante las horas de máxima radiación para generar luz que alumbré diversos espacios como zonas residenciales, parques o carreteras.

Por ello, estos sistemas suponen un ejemplo claro de cómo almacenar y utilizar la energía producida por el sol en horas sin radiación.

El sistema de alumbrado solar funciona de la siguiente manera:

- Los paneles solares, colocados en lo alto del sistema de alumbrado, captan la radiación solar y la transforman en energía.
- Dicha energía se envía a las baterías para su carga, que se posicionan bajo tierra para evitar cualquier tipo de daño y así no tener que realizar un mantenimiento continuo.
- En las horas de poca o nula radiación, las baterías se encargan de suministrar energía a la luminaria para producir el alumbrado de la zona.

Como conclusión la energía solar constituye una de las fuentes de energías renovables con mayor potencial de crecimiento en los próximos años.

Parece que estamos ante la solución energética del futuro: una energía limpia, almacenable y, a medio plazo, más barata que los combustibles fósiles.

Una vez explicadas las alternativas existentes, estamos haciendo una instalación tipo 1 solo autoconsumo sin conexión a la red, siendo otras alternativas producción y autoconsumo conectadas a la red, en este último tipo la energía excedente se puede devolver a la red.

A su vez, cabe distinguir entre autoconsumo tipo 1 y tipo 2.

Tipo 1: La potencia contratada debe ser inferior o igual a 100 kW.

Autoconsumo tipo 1 o suministro con autoconsumo: se tratará de aquella instalación de generación destinada al consumo propio, no dada de alta en el registro de producción y conectada en el interior de la red del consumidor.

La potencia contratada del consumidor debe ser menor o igual de 100 kW y mayor o igual que la suma de las potencias instaladas para la generación. Dentro de este tipo, sólo existe el consumidor.

El titular del suministro será el mismo que el de las instalaciones de generación conectadas a su red. Esto impide que pueda haber una instalación de generación comunitaria que alimente la demanda de los vecinos de un edificio.

Es importante tener en cuenta que los consumidores que cuente con un dispositivo acreditado que impida el vertido instantáneo de energía a la red, estarán exentos del pago de los estudios de acceso y conexión y de los derechos de acometida, por lo que a veces será interesante, a pesar del sobre coste, la instalación de este equipo adicional de “inyección cero”.

En cuanto a los equipos de medida, deberán disponer de un equipo que registre la energía neta generada de la instalación de generación y otro equipo independiente en el punto frontera de la instalación

Autoconsumo tipo 2 o producción con autoconsumo: en este caso, la instalación de generación sí estará inscrita en el registro de producción. Por lo tanto se distinguirán dos sujetos: el consumidor y el productor.

Para acogerse a cualquiera de las modalidades se deberá solicitar una nueva conexión a la empresa distribuidora o transportista o modificar la existente.
Además, será necesario que el consumidor suscriba un contrato de acceso directamente con la distribuidora, o a través de una comercializadora, o modificar el existente.
Todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo deberán solicitar la inscripción en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Para aquellos usuarios que ya contasen con instalaciones de autoconsumo funcionando a la entrada en vigor de este RD (11 de octubre de 2015), tendrán que adaptarse a esta nueva normativa en un plazo máximo de 6 meses, comunicando su inscripción en el registro administrativo de autoconsumo en la modalidad que corresponda.

El RD 900/2015 cuenta con la ausencia del peaje para las instalaciones domésticas. El contar por fin con un mercado regulado aporta seguridad a la hora de lanzarse a realizar instalaciones de este tipo.

En función la alternativa escogida, aplicamos el reglamento oportuno, pero las instalaciones aisladas, es decir, aquellas que no estén en ningún caso conectadas a la Red Eléctrica al no existir en ningún momento capacidad física de conexión, están fuera de lo establecido en este RD. [8]

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 DECISIÓN DE LA ENERGÍA A GENERAR

Las placas fotovoltaicas aportan 100 kW, según el consumo estimado, el hospital necesita 139 kW aproximadamente, luego la compañía eléctrica deberá aportar el resto.

4.1.1 EMPLAZAMIENTO

Nuestro complejo industrial está localizado Madrid, en un complejo industrial de San Sebastián de los reyes. Las coordenadas son 40°34'01.9"N 3°36'30.8"W. 40.567187, -3.608562

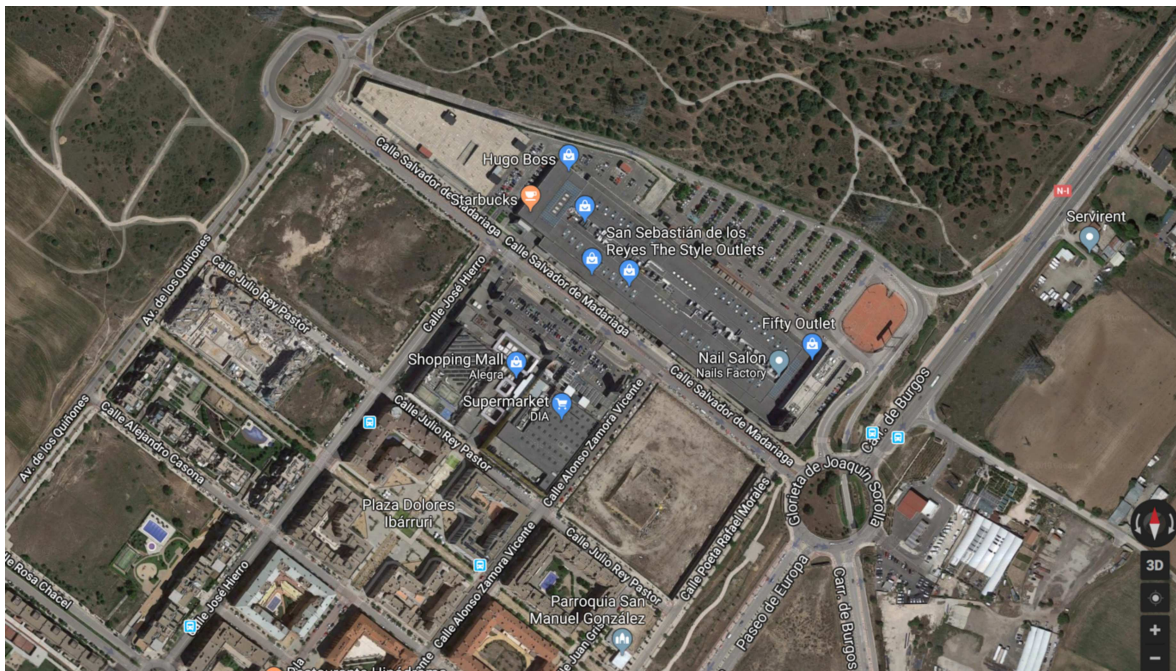


Ilustración 3..Emplazamiento

4.1.2 BALANCE NETO

Voy a proceder a poner varias gráficas de consumo del complejo industrial.

4.1.2.1 Consumo medio semanal

Esta primera gráfica muestra el consumo en la primera semana de enero de 2017, como vemos, el uno de enero por ser domingo y el siete de enero por ser sábado tienen menor consumo de potencia porque la instalación a la que estamos poniendo placas fotovoltaicas requiere menor potencia el fin de semana que entre semana. Estos datos son reales. Como se aprecia están en torno a los 100 kW que va a proporcionar nuestra planta fotovoltaica.

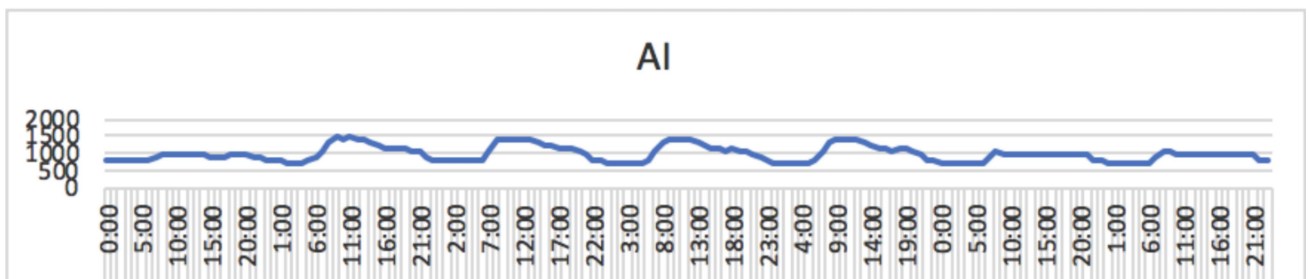


Ilustración 4. Consumo medio semanal

4.1.2.2 Consumo medio diario

También adjunto una gráfica del consumo medio diario , ampliando para poder ver bien las horas. Adjunto el consumo medio del día 1 de enero(fin de semana).

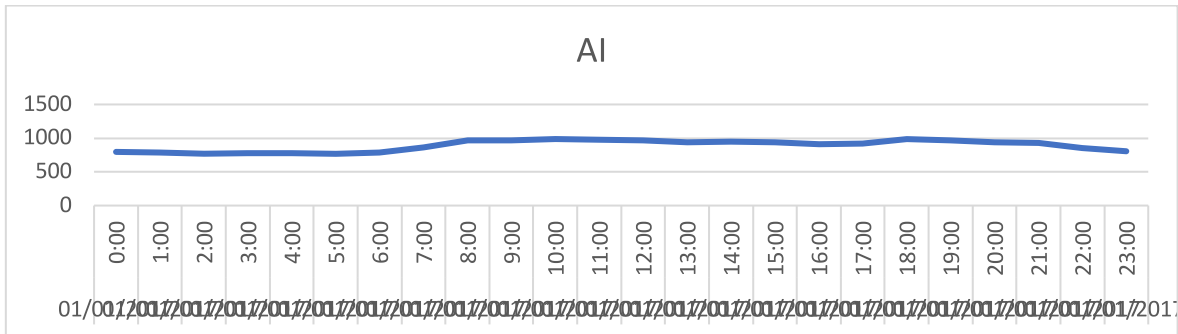


Ilustración 5 Consumo medio diario de fin de semana

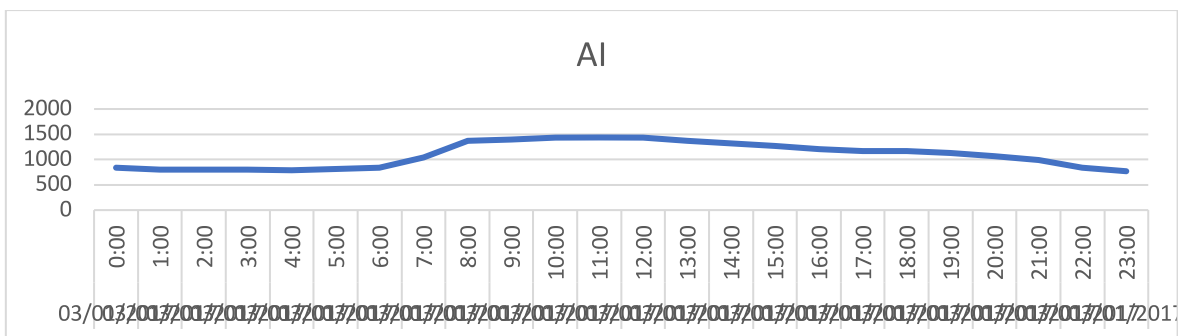


Ilustración 6. Consumo medio diario de entre semana

Podemos apreciar que nuestro complejo industrial consume más entre semana que el fin de semana.

Hay que tener en cuenta que la producción solar suele estar entre las 6 de la mañana y las 8 de la noche en verano en Madrid y en invierno entre las 7 de la mañana y las 8 de la tarde, ya que hay menos horas de luz.

4.1.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La siguiente tabla muestra la radiación promedio de cada mes con su correspondiente producción.

Mes	Nº días	kWh/m ² día	Producción kWh/mes
Enero	31	3,09	8.159,63
Febrero	28	4,07	9.615,31
Marzo	31	5,13	12.695,94
Abril	30	5,55	13.317,07
Mayo	31	6,00	14.739,78
Junio	30	6,41	14.571,24
Julio	31	6,91	15.898,81
Agosto	31	6,69	15.490,51
Septiembre	30	5,74	13.075,66
Octubre	31	4,44	11.085,48
Noviembre	30	3,26	8.174,50
Diciembre	31	2,65	6.990,00
Promedio	365	5,00	143.814

Ilustración 7. Producción mensual

La siguiente imagen muestra la producción en Madrid por meses, donde podemos apreciar que en verano hay más producción, debido a que hay más horas de luz.

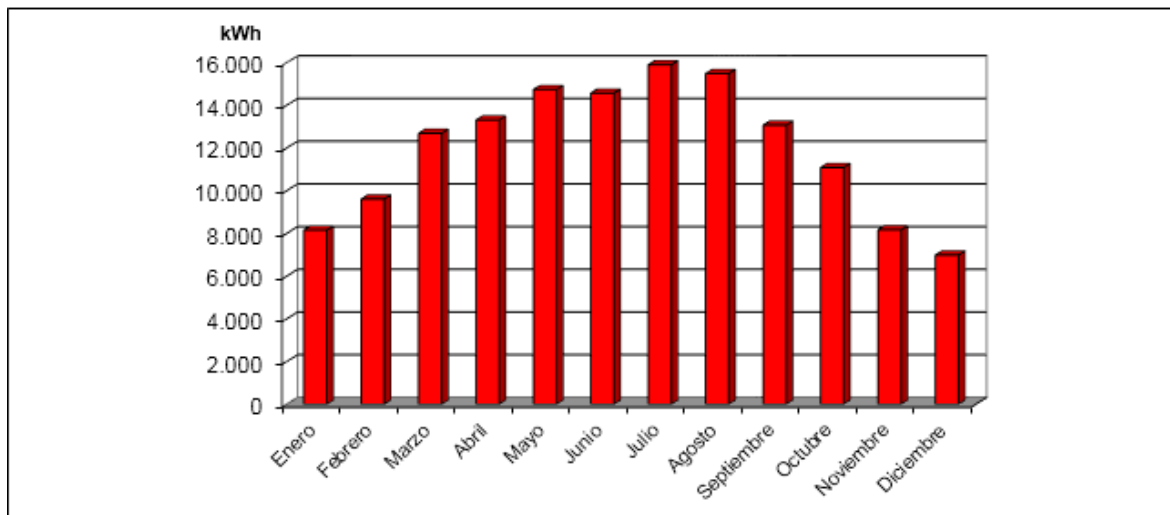


Ilustración 8. Gráfico de barras producción mensual

4.1.4 RADIACIÓN RECIBIDA

Radiación Solar	Ene	Feb	Mar	Abr	May
kWh/m ² día	3,09	4,07	5,13	5,55	6,00
(MJ/m ² día)	11,1	14,7	18,5	20,0	21,6
kWh	8.160	9.615	12.696	13.317	14.740

Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
6,41	6,91	6,69	5,74	4,44	3,26	2,65	5,00
23,1	24,9	24,1	20,7	16,0	11,7	9,5	215,8
14.571	15.899	15.491	13.076	11.085	8.175	6.990	143.814

Ilustración 9. Irradiación recibida anual en Madrid

Estos datos de radiación se corresponden a un tipo de instalación fija, donde tenemos 480 módulos y cuyas características se muestran en la siguiente imagen.

4.1.5 EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES EVITADOS

También cabe resaltar que las emisiones de gases contaminantes evitados en función de la tecnología utilizada son :

	Carbón	Ciclo Combinado
CO₂ (kg)	136.910,9	49.615,8
SO₂ (kg)	3.020,1	0,0
NOx (kg)	460,2	14,4
Energía	57,5	Hogares

Ilustración 10. Emisión de gases evitados

Capítulo 5. CÁLCULOS Y

DIMENSIONADO

5.1 INVERSORES

5.1.1 TIPOS DE INVERSORES EN EL MERCADO



Ilustración 11. Tipos de inversores

En el mercado encontramos multitud de inversores fotovoltaicos destinados a satisfacer las distintas necesidades de una instalación solar, que podemos clasificar en los siguientes tipos:

OnGrid o inversores de conexión a Red El inversor OnGrid o instalación conectada a la red transforman la intensidad continua de los paneles a alterna, este sistema está diseñado para interactuar de manera directa a la red eléctrica, cuando se distribuye la energía proporciona un ahorro el consumo de energía.

Este sistema OnGrid no necesita del uso de baterías, produce la energía directamente a la red y de ahí alimenta todo lo que esté conectado a la misma. Se usa en instalaciones pequeñas que solo usan electricidad en el día, lo que quiere decir que no se puede instalar en zonas donde no existe la red eléctrica.

Este inversor Fotovoltaico también monitorea el volumen, la frecuencia y la fase de la línea.

Otro tipo son los **microinversores**. Los microinversores solares transforman continua de los paneles solares en corriente alterna, normalmente se agrupan varios microinversores para alimentar la red eléctrica y se instala uno por cada panel solar, o hasta 4 paneles a un solo microinversor, consiguiendo de este modo que los paneles sean independientes y se puedan así monitorear de manera individual.

Estos microinversores obligan a trabajar a cada módulo en su máxima potencia consiguiendo con esto un alto rendimiento y evitando que se desaproveche la instalación.

Los inversores OffGrid (con baterías) son habituales en ubicaciones sin conexión a la red. Pueden transformar la corriente continua de la batería a corriente alterna entre 110V y 220V. Requieren el uso de baterías y pueden generar una onda modificada o senoidal, directamente extrayendo energía de la batería. Son usados para dar luz en lugares sin conexión a la red eléctrica.

Para el dimensionamiento de un inversor OffGrid se tienen que cumplir unos parámetros como la potencia nominal, que es la potencia que puede proporcionar el inversor en un funcionamiento y uso normal.

Dentro de los Inversores OffGrid podemos encontrar varios tipos de inversores de aislada: La finalidad de los inversores de aislada es transformar la corriente continua (DC) de las baterías en corriente alterna (AC) a 110Vac –220Vac. Para proteger la batería están programados para detener el suministro cuando la tensión de la batería es muy baja y evitar las sobre descargas. Dentro de inversores de aislada tenemos dos tipos de inversores “onda Modificada y Onda Pura.”

Onda modificada. Los inversores de Onda Modificada tienen un mayor rendimiento comparado con los de onda cuadrada, brindan una buena relación calidad-precio para usos en iluminación, televisores, radiadores o motores universales.

Onda pura. Inversores OffGrid u onda pura están diseñados para no generar interferencias o ruidos en los equipos electrónicos como son los televisores o equipos de sonido. Generalmente se utilizan donde no hay tendido eléctrico o red eléctrica.

Otro tipo son los **inversor-cargador**. Los inversores cargadores incorporan además un cargador interno capaz de cargar la batería usando una fuente de alimentación de 220V externa, como los grupos electrógenos, la red eléctrica o motores de gasolina. El sistema de inversores-cargadores está desligado de las condiciones meteorológicas y sigue funcionando aún estando en las condiciones más desfavorables o también cuando el consumo es mucho mayor al que se preveía y la batería está descargada. Por el hecho de estar dotado de un cargador interno, cuando hay una fuente auxiliar de energía, toda la energía suministrada proviene de la fuente auxiliar y simultáneamente se cargan las baterías, aprovechándose así la energía de la fuente auxiliar en su máximo exponente. [9]

5.1.2 MODELO ELEGIDO PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Vamos a seleccionar un inversor Off- Grid, ya que nuestra instalación no se encuentra conectada a la red eléctrica, siendo esta la única conexión del campo solar.

Para decidir qué inversor usar tenemos que fijarnos en que las propiedades eléctricas del inversor sean adecuadas para poder instalarse en nuestra planta fotovoltaica, por lo que necesitamos que la potencia que entra en el inversor sea mayor a 100kW, lo cual ocurre ya que es exactamente 105,6 kW.

También es importante que el inversor pueda funcionar a la tensión nominal a la que funcionan nuestras placas que son 585,6 V, lo cual ocurre ya que en las propiedades eléctricas del inversor encontramos que la tensión máxima admitida son 900 V.

La potencia de salida es la potencia nominal, la potencia en placas es la que puede ser un poco mas que no pasa mas, porque aunque haya muchos vatios pico puede haber las que quiera.

Hemos elegido Ingecon Sun 100, ya que cumple con todos los requisitos anteriormente comentados.

5.1.3 CURVA I-V

Viendo la curva carga-eficiencia de un inversor podemos ver si un inversor tiene buenas características o no las tiene. Lo usual es sobredimensionar ligeramente los inversores (un 10%), esto consiste en poner módulos de más potencia para que cuando la carga no sea del 100% (de manera ideal sería el 100% en un día completamente soleado pero puede que si está nublado baje la producción entonces al haberlo dimensionado para más, el rendimiento seguiría siendo bastante bueno ya que mientras nos movamos entre el 50-100% de la producción el rendimiento será prácticamente del 100%).

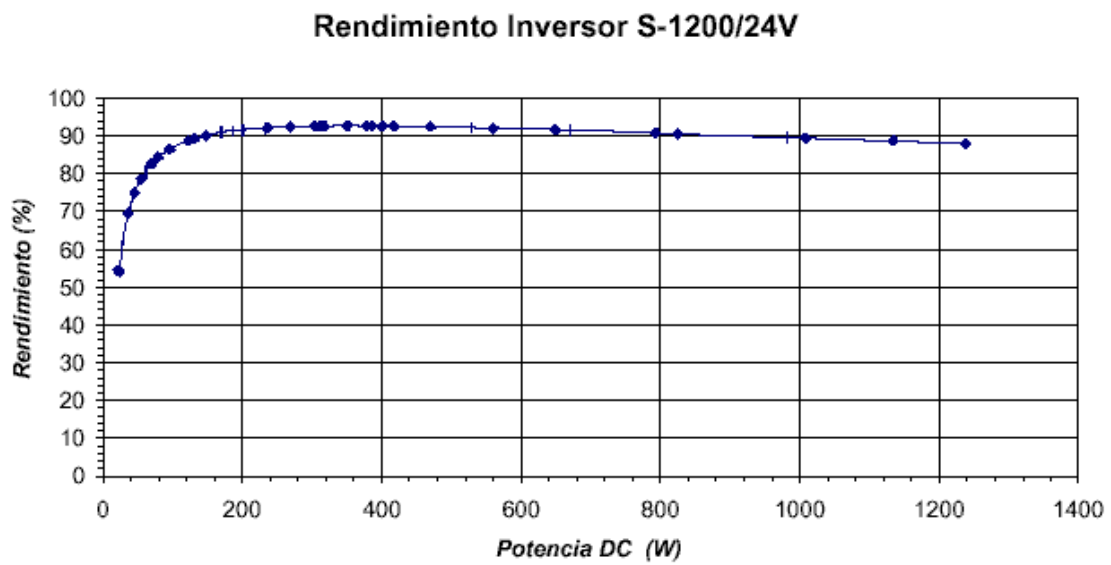


Ilustración 12..Curva I-V Inversor

5.2 *PANELES SOLARES Y CÁLCULOS PARA SU DIMENSIONAMIENTO.*

Un módulo fotovoltaico es un panel que está constituido por una serie de células solares, que se encargan de transformar en electricidad los fotones que vienen de la luz del sol. La producción de corriente depende de la irradiancia (nivel de iluminación), y cuanto mayor sea la luz captada, mayor será la intensidad eléctrica a través de la célula.

En el panel solar fotovoltaico, el conjunto de células está conectadas eléctricamente entre sí, encapsuladas, y juntas en una estructura de soporte o marco.

5.2.1 TIPOS DE PANELES EN EL MERCADO

Los tipos de paneles solares fotovoltaicos dependen de la tecnología de fabricación de las células y son los siguientes:

Paneles Solares Fotovoltaicos Monocristalinos, se consigue del silicio y dopado con boro. Son necesarias muchas fases de cristalización, para formar el monocristal. Son habituales los azules semejantes y la unión de las células individuales entre sí. El rendimiento en laboratorio es el 24% y el rendimiento directo oscila entre 15-18%.



Ilustración 13. Paneles fotovoltaicos monocristalinos

Paneles Solares Fotovoltaicos Policristalinos, se obtiene del silicio puro fundido y dopado con boro, y se reducen las fases de cristalización, siendo más económica su fabricación y origina menos desperdicios.

La superficie está formada por cristales, y se aprecian diferentes tonos azules. El rendimiento en laboratorio oscila entre el 19 y 20% y el rendimiento directo entre el 12 y el 14%.



Ilustración 14..Paneles solares fotovoltaicos policristalinos

Paneles Solares Fotovoltaicos Amorfos, se constituyen mediante la disposición de una fina capa de silicio amorfo (no cristalino), sobre una superficie como vidrio o plástico, situándose como el módulo más barato a la hora de su fabricación. El rendimiento en laboratorio es sobre el 16% y el rendimiento directo es menor del 10%. [10]



Ilustración 15 Paneles solares fotovoltaicos amorfos

5.2.2 MODELO ELEGIDO PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El panel solar monocristalino es el que mejor resultado da, ya que con él se obtienen rendimientos mayores. Aunque cabe destacar que las tecnologías policristalina y monocristalina se parecen en prestaciones, ya que a la hora de funcionar, ante un aumento de temperatura, los policristalinos se comportan mejor que los monocristalinos, debido al coeficiente térmico y al color de los cristales al ser más claros. El modelo elegido para nuestra instalación es SW 220-POLY, de material policristalino, cuyas propiedades eléctricas y físicas del módulo se muestran en los siguientes apartados.

5.2.3 PARÁMETROS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

A continuación, definiré los datos eléctricos reales, explicando lo que quiere decir cada variable

Potencia máxima (P_{mpp}), es el valor de pico. Es la máxima potencia que puede dar un panel en un momento dado. Este valor debe ser mayor al de consumo máximo para el que se ha diseñado el sistema fotovoltaico.

Tensión de potencia óptima (V_{mpp}), es el valor de tensión en voltios que dará el panel cuando trabaje a la potencia P_{mpp} .

Corriente punto de máxima potencia (I_{mpp}), es el valor de la intensidad proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia P_{mpp} .

Tensión de circuito abierto (V_{oc}) es la tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada al panel.

Corriente de cortocircuito (I_{sc}) es la intensidad que circula por el panel cuando la salida está cortocircuitada.

Eficiencia de la célula Rendimiento de la célula solar de silicio

Eficiencia del módulo Rendimiento del panel solar

Coefficiente de potencia $T_k(P_{mpp})$

Tensión en vacío $T_k(V_{oc})$

Corriente en Cortocircuito $T_k(I_{sc})$

En la siguiente imagen adjunto las propiedades eléctricas del modulo utilizado para mi instalación fotovoltaica.

MODELO	SW 220-POLY	
Potencia Nominal	220	Wp
I_{cc}	8,00	A
I_{pmp}	7,40	A
V_{oc}	36,60	V
V_{pmp}	29,80	V
$V_{oc}(-10\text{ °C})$	41,05	V
Coef T^a	- 127,00	mV/°C
TONC	46,00	°C
CLASE II	1.000,00	V

Ilustración 16. .Propiedades eléctricas modulo

5.2.4 CURVA I-V PRODUCCIÓN DEL PANEL SOLAR

Cabe destacar, el valor del rendimiento del panel solar, que nos aportará una idea de cuál es su eficiencia. Será necesario verificar en qué condiciones se han realizado los ensayos de rendimiento, para poder realizar la comparación de dos paneles similares de distintas marcas comerciales (generalmente se indica la temperatura de testeo que suele ser de 25°C)

El fabricante proporciona los coeficientes de temperatura sobre los parámetros característicos del panel. Estos datos nos aportan una idea de la variación que sufren, a medida que aumenta la temperatura. Es muy importante el comportamiento del módulo solar fotovoltaico a diferentes temperaturas.

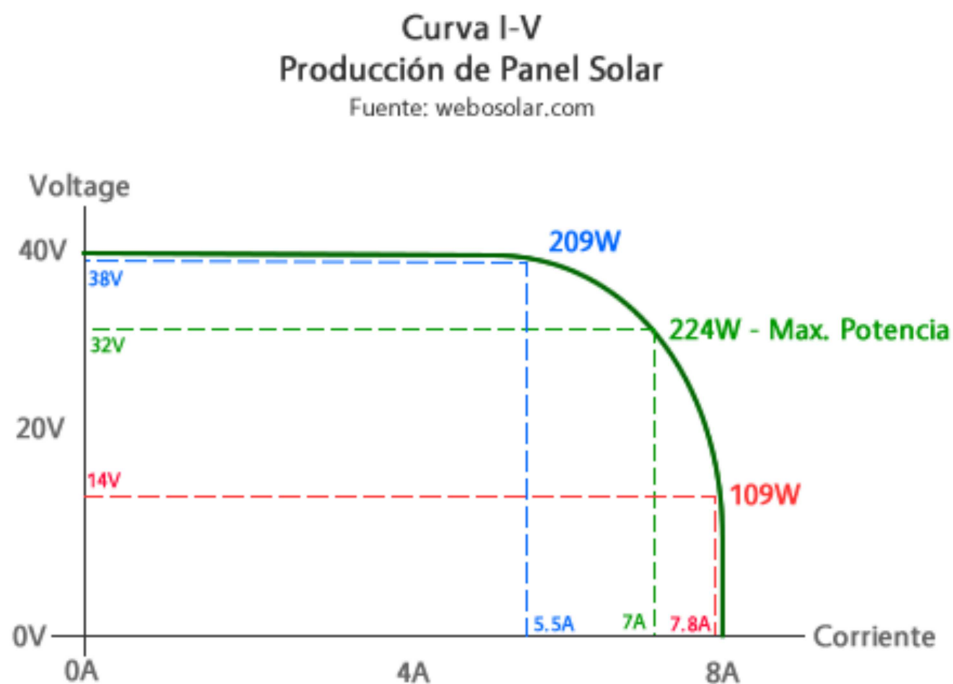


Ilustración 17. Producción del panel solar

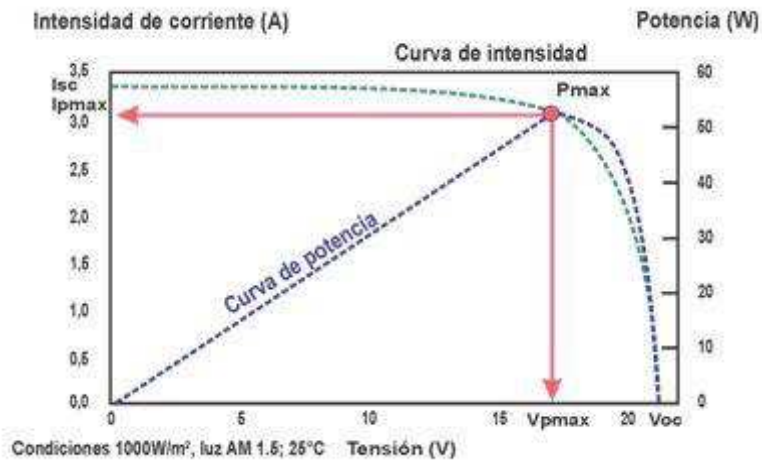


Ilustración 18. Ejemplo curva I-V

Analizando la curva I-V en paneles fotovoltaicos, cabe destacar que es una curva formada por los valores de 'tensión de voltaje (V)' e 'intensidad de corriente (I)' que nos muestra la calidad del generador de corriente que en este caso es la célula solar. Expresa la eficacia de dicha célula para convertir los fotones de la luz del sol directamente en electricidad por el efecto fotovoltaico.

5.2.5 DEFINICIÓN DE MÓDULOS EN SERIE Y PARALELO

Los módulos en serie tienen la misma intensidad y los módulos en paralelo tienen la misma tensión.

Al conectar módulos en serie la corriente es la misma en todos los módulos conectados en serie, sin embargo, a medida que vamos aumentando el número de paneles que ponemos en serie, va aumentando la tensión, ya que cada módulo tiene resistencia interna que consume intensidad y hace que crezca la tensión, por lo que puede haber peligro de alta tensión si ponemos muchos módulos en serie.

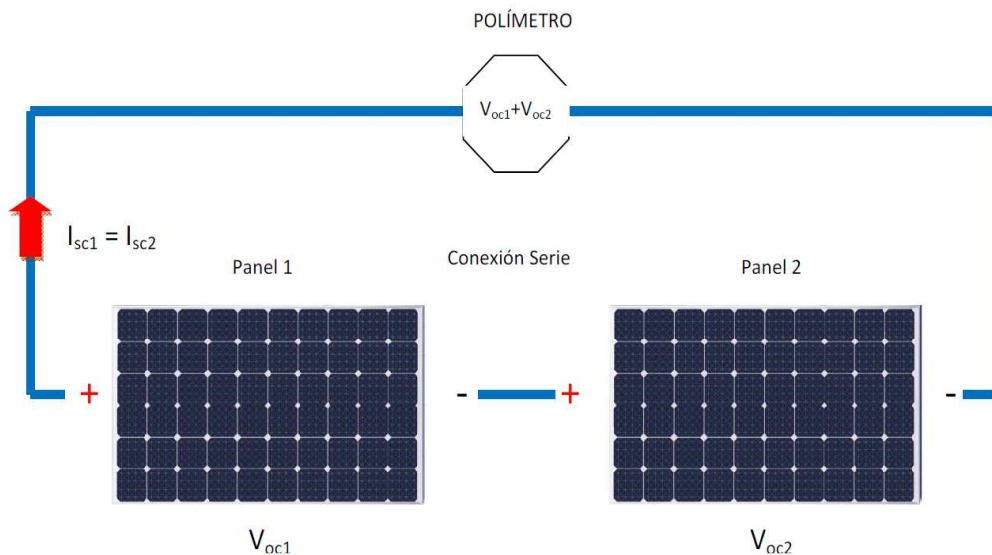


Ilustración 19. Conexión módulos en serie

Por otro lado, al poner módulos en paralelo, la tensión es fija y se mantiene constante por lo que en este caso la tensión no nos supone un problema, a diferencia de la conexión serie. Pero al poner módulos en paralelo hay riesgo de alta corriente, ya que cada módulo que ponemos aumenta la intensidad, como se puede apreciar en la siguiente imagen.

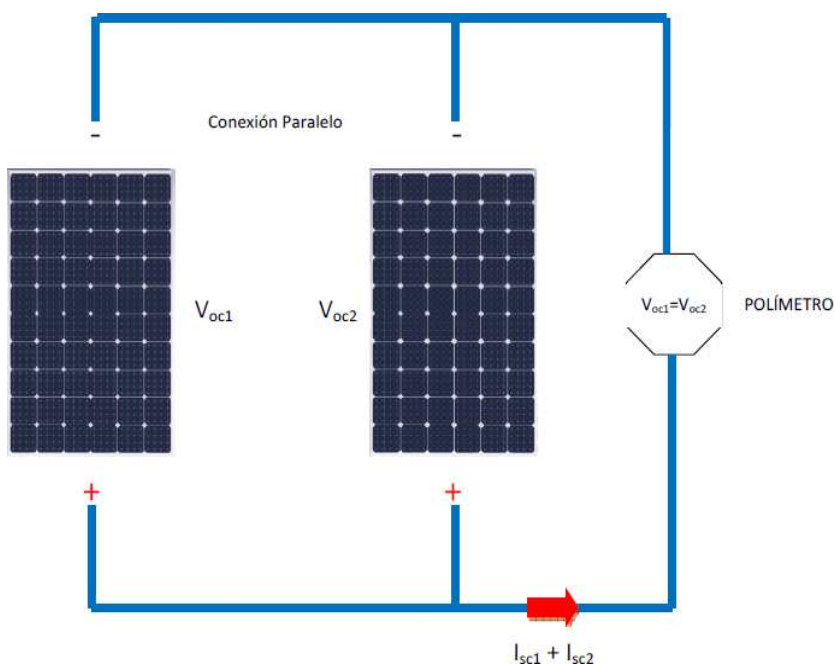


Ilustración 20. Conexión módulos paralelo

Por lo que la opción acertada es combinar módulos en paralelo y en serie, como se muestra en la siguiente figura

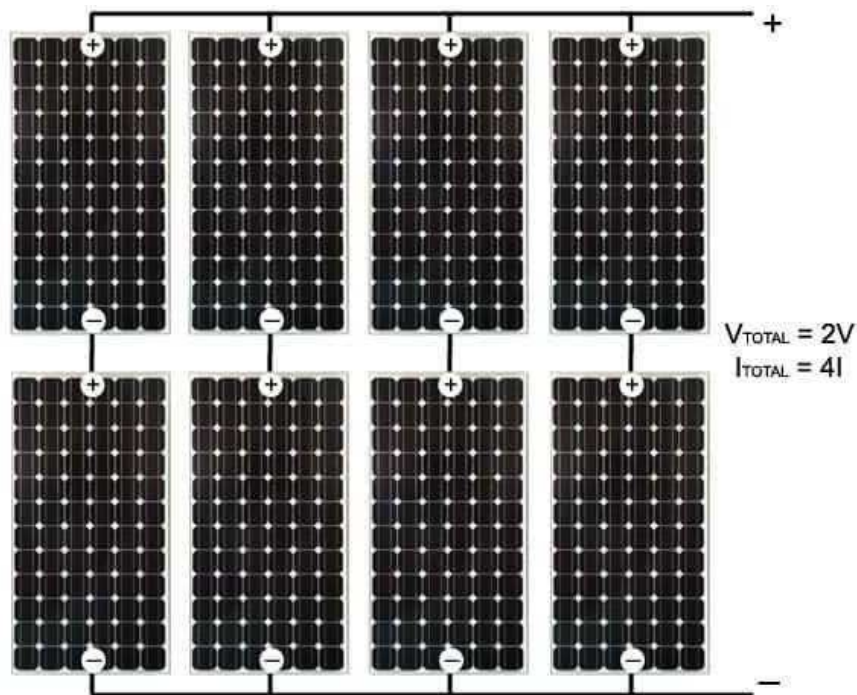


Ilustración 21. Ejemplo conexión serie paralelo

Las ventajas que proporciona esta disposición es que permiten una tensión y corriente variables, proporcionando equilibrio. Además, el hecho de contar con regulador, inversor y cables es garante de mejoras económicas y seguridad.

5.2.6 CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE Y PARALELO PARA NUESTRA INSTALACIÓN

Para decidir el número de módulos en serie y paralelo primero hemos tenido en cuenta la potencia que va a proporcionar nuestra planta (100 kW).

Haciendo un primer cálculo aproximado si dividimos 100kW entre 220 W da 454,545 módulos.

Como expliqué antes, vamos a sobredimensionar la potencia instalada para el mejor funcionamiento de nuestra planta fotovoltaica.

Haciendo los cálculos pertinentes llegamos a que lo mejor es colocar 16 módulos en serie y 30 módulos en paralelo, resultando el número total de módulos 480.

Número de paneles totales=Potencia generador fotovoltaico/ Potencia pico nominal del panel = $105,6 \text{ kW} / 220\text{W} = 480$ módulos

Número paneles en serie = Tensión de la instalación (585,6) / tensión que pasa por un módulo (36,6)= 16

Numero de paneles totales= Número de paneles en paralelo* Número de paneles en serie

Por lo que el número de paneles en paralelo es $480/16=30$

5.2.7 MODELO ELEGIDO PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Hemos elegido placas un modelo SW 220-POLY

5.3 CÁLCULO PARA LA ELECCIÓN DE LA SUPERFICIE Y DISTANCIAS ENTRE MÓDULOS

MODELO		SW 220-POLY	
Largo	1,001	m	
Alto	1,675	m	
Profundo	0,0340	m	
Peso	22,00	kg	
Fabricante	SOLARWORLD		
Célula	6" (156x156)		
Material	Policristalino		

Ilustración 22. Propiedades físicas del módulo

Lo primero de todo he calculado la distancia que tiene que haber entre cada 30 strings de 16 placas en serie, esta d la calculamos con el Pliego de condiciones de instalaciones conectadas a red IDEA.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

Ilustración 23. Distancia entre filas de módulos

Por otro lado, como la localización de nuestras placas está en Madrid, la latitud de Madrid son 41 grados, por lo que eso le asocia el valor de k de 2,747 (como se muestra en la siguiente imagen), por lo tanto la distancia entre filas de módulos será $d=1/\tan(61^\circ-41^\circ)=2,7474$.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Ilustración24. Valor de k en función de la latitud para calcular distancia entre paneles

Haciendo el cálculo del área que necesitamos para poder producir la potencia requerida, he tenido primero en cuenta que las medidas de cada modulo son 1,675 metros * 3,586 metros, por lo tanto, haciendo una regla de tres, si el área que requerirían 48 módulos son $[1,675*16*[3,586*4]]$ que serían 384,419 metros cuadrados, 480 módulos que son los que tenemos, ocuparían 3844, 19 metros cuadrados. El esquema sería como el que pinto en la siguiente imagen

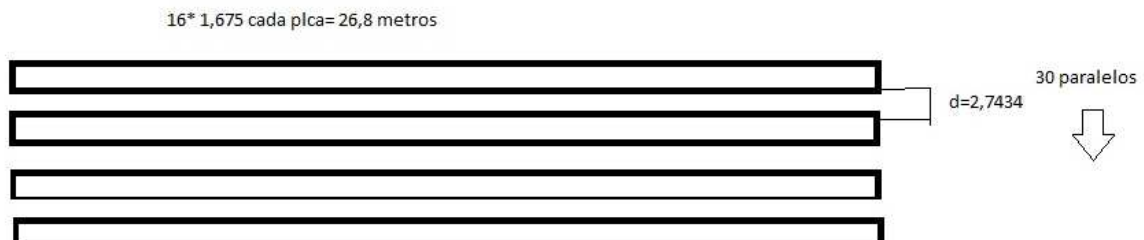


Ilustración25. Esquema de colocación de las placas

5.4 CABLEADO

Voy a empezar definiendo brevemente un cable y sus partes.

La función de un cable consiste en transportar energía eléctrica desde la fuente de potencia a las diferentes cargas. Adjunto una imagen con los distintos componentes que pueden distinguirse en un cable.

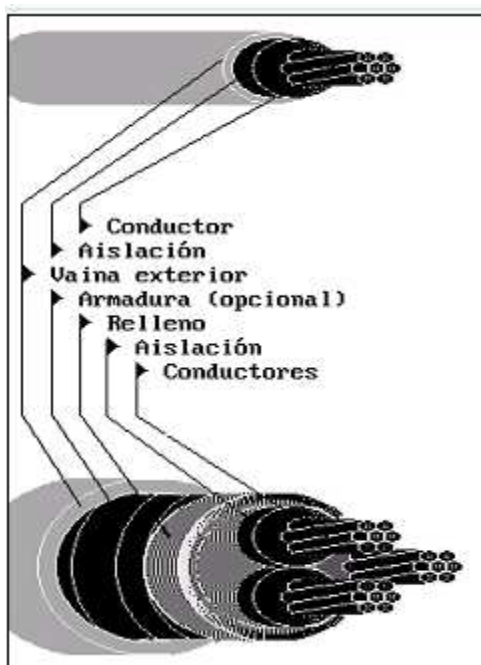


Ilustración 26. Partes de un conductor

Las partes que constituyen un cable son las siguientes:

Conductor, los cables eléctricos están formados bien por un conductor que son los monofásicos, tres que son los cables trifásicos (es la disposición más habitual), cuatro (que son los que incluyen el neutro).

Aislamiento es una capa de material dieléctrico, que separa los conductores de distintas fases, o entre fases y tierra. Lo podemos encontrar de varias maneras, y de material orgánico, como inorgánico.

Capa semiconductor, cuya función es homogenizar la superficie en la distribución de los conductores.

Pantalla, cubierta metálica, que recubre el cable en toda su extensión y cuya utilidad es confinar el campo eléctrico y conseguir que se distribuya de manera uniforme dentro del conductor.

Cubierta, de material aislante fuerte y tenaz, distingue los integrantes de un cable del entorno exterior.

Para seleccionar el conductor debemos tener en cuenta las consideraciones eléctricas, térmicas, mecánicas y químicas.

Consideraciones eléctricas: tamaño (capacidad de intensidad), tipo y espesor de la aislación, nivel de tensión (baja, media o alta), capacidad dieléctrica, resistencia de aislación, factor de potencia.

Consideraciones térmicas: compatibilidad con el ambiente, dilatación de la aislación, resistencia térmica.

Consideraciones mecánicas: flexibilidad, tipo de chaqueta exterior, armado, resistencia impacto, abrasión, contaminación.

Consideraciones químicas: aceites, llamas, ozono, luz solar, ácidos.

La decisión del tamaño del conductor requerido se determina mediante la corriente requerida por la carga, la caída de tensión admisible y las corrientes de cortocircuito.

Tenemos que calcular la sección y la longitud de los cables de acuerdo con las siguientes fórmulas que vienen en el REBT(ITC-BT-19).

$$S = \frac{2 * L_{MAX} * I * \rho}{\Delta U}$$

Ilustración 27. Fórmula de cálculo de la sección

Siendo

S	Sección del cable[mm ²]
L _{MAX}	Longitud máxima del cable[m]
I	Intensidad que circula por el cable[A]
ρ	Resistividad del cable [Ωm]
ΔU	Caída de tensión máxima admisible [V]

Ilustración 28. Definición de los parámetros para calcular la sección

La selección de qué cables usar pasa por estudiar todos los tipos de cables disponibles en el mercado, esta decisión es muy importante y afecta directamente al rendimiento de nuestra planta, debido a la caída de tensión.

El valor numérico que vamos a tomar como resistividad del cobre es 0.0178 Ωm, y que la caída de tensión, según el IDAE, del 1% de la tensión de la planta fotovoltaica, en nuestra planta 5,856 V.

Como intensidad que circula por el cable se utilizará la corriente máxima admisible en el tramo de continua, que se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$I = 1.25 * I_{cc} * N$$

Siendo:

I_{cc} Corriente de cortocircuito del panel
N Número de paneles en serie

Vamos a tener que distinguir varias zonas, ya que el tramo entre nuestra planta fotovoltaica y el inversor es corriente continua, y el inversor funciona como un transformador, ya que transforma la corriente continua en corriente alterna, después del inversor tenemos corriente a tres fases y un neutro (alterna).

Parte de cable que va entre los paneles y el inversor

En nuestro caso la corriente de cortocircuito de nuestro módulo son 8 A.

$$I = 1.25 * I_{cc} = 1.25 * 8 = 10 \text{ A}$$

Por lo tanto, la intensidad máxima admisible serán 10 A.

En lo relativo a la sección vamos a verificar cual es la sección mínima admisible porque es la más pequeña admisible la que nos interesa.

Por tanto hemos elegido cable de baja tensión Evaflex-80 Cu 450/750 V, la sección del conductor será de 6 mm².

Para hallar la longitud tenemos que usar la fórmula, lo cual nos dice que será como máximo 51,4045 m.

En este parte de la instalación tenemos dos cables unipolares, uno con polaridad positiva y otro con polaridad negativa.

Parte de cable que va entre el inversor y la instalación

$$I = 1.25 * I_{cc} * N = 1.25 * 8 * 16 = 160 \text{ A}$$

Cogemos como intensidad máxima admisible la intensidad de salida del inversor que son 145 A. La sección de nuestro cable entre el inversor y la instalación será también 50 mm^2

La longitud máxima entre el inversor y nuestra planta fotovoltaica es 56,72 m.

Esta parte de la instalación tenemos tres fases y un neutro, tres cables de 50 mm^2

Aplicándolo a nuestra instalación, esta ilustración resume mediante 6 strings las 30 strings que hay.

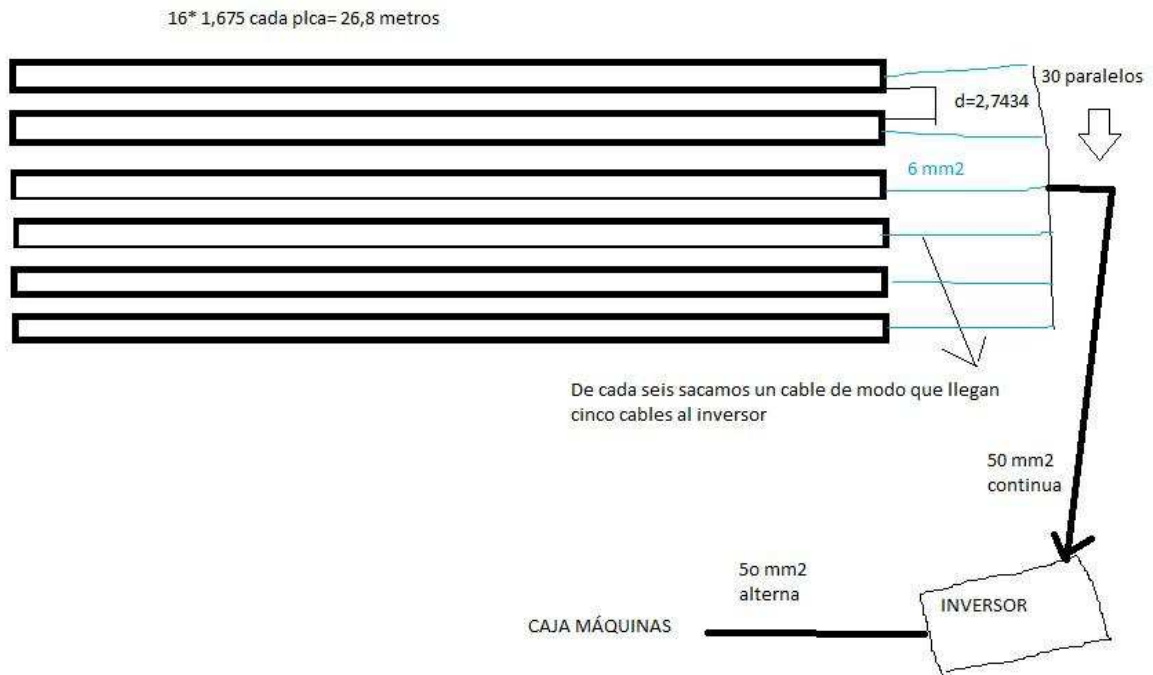


Ilustración 49. Esquema de la colocación de paneles en nuestra instalación

El dibujo superior explica que de cada seis strings (formada por 16 placas) sale un cable que va al inversor por lo que tendremos 5 cables llegando al inversor.

5.5 PROTECCIONES EMPLEADAS

Para decidir qué protecciones vamos a usar es necesario saber en qué parte nos encontramos, como hay una parte de continua y otra de alterna, en función de si estamos en la parte de continua o en la parte de alterna seleccionaremos unas protecciones u otras.

En la parte de cable que va **entre los paneles y el inversor**, que es la parte de corriente continua vamos a poner un fusible por cada línea de strings, luego 30 fusibles de 10 Amperios (porque tenemos 30 strings de 16 paneles en serie cada uno, y de cada 6 strings sacamos un cable). Usaremos fusibles marca **Socomec**, cuya ficha técnica está incluida posteriormente en los anexos.

Otra opción sería poner 5 fusibles de 60 A pero, haciendo el estudio económico sale más caro.

En la parte de la instalación de alterna, que va **entre el inversor y nuestra instalación** receptora de energía, esto es, a la salida del inversor, hay que poner una protección para la intensidad máxima, que será un interruptor magneto térmico cuya I de corte sea mayor de 160 Amperios, ya que la intensidad máxima admisible de salida del inversor son 145 A, y la Intensidad de corte del seccionador debe ser como poco $1.25 \cdot I_{CC}$.

Por lo que escogeremos para este tramo un magnetotérmico de 160 A de Schneider Electric. El modelo es Compact NSX LV430310, cuya ficha técnica está incluida posteriormente en los anexos.

También pongo un diferencial de 160 A. El modelo elegido es A9N18559.

La diferencia entre estos dos interruptores es que el interruptor diferencial sirve para proteger a las personas y el magnetotérmico para proteger a los aparatos e instalaciones. He escogido marca Schneider para ambos.

5.6 PUESTA A TIERRA.

La puesta o conexión a tierra puede ser descrita como la conexión eléctrica directa de las partes metálicas de una instalación, sin fusibles ni otros sistemas de protección, de sección adecuada y uno o varios electrodos enterrados bajo la superficie, cuya finalidad es que, en las instalaciones, edificios y superficies cercanas a la superficie, no haya diferencias de potencial elevadas y que facilite el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico.

La acción más importante que lleva a cabo la puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra, puedan presentar, en un momento dado, las masas metálicas, comprobar bien que las protecciones actúan y eliminar o reducir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Las placas y su estructura están unidas a una pica tierra.

Por otra parte el inversor también está unido a una pica tierra, unido a una malla que haya en la nave, a la puesta a tierra de la nave. He considerado 100 m de cable, el modelo es GENERAL CABLE EVAFLEX-80 H07Z1-K .

5.7 SOPORTES

Se trata de buscar unos soportes para un tejado plano, soportes para placas solares .

Hemos elegido una estructura Alu Tejado Perforante (de Wcc Solar) ya que es apto para todo tipo de panel, las estructuras son universales, por lo que son adaptables a cualquier marca y tipo de panel dentro de los distintos rangos de medidas que se ofrecen y están preparadas para colocarse en tejados convencionales planos lo cual es nuestro caso.

Ponemos 480 estructuras, una por cada módulo.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS, PRESUPUESTO Y PROYECCIÓN FINANCIERA

6.1 PRESUPUESTO.

Primero he calculado el presupuesto, como indico en la siguiente imagen, el presupuesto total es 108490, lo cual tiene sentido pues debería ser en torno a euro por watio en instalaciones fotovoltaicas.

	DESCRIPCION	CANTIDAD
MODULOS FV		
SW 220-POLY	Paneles monocristalinos	480
INVERSOR		
Ingecon Sun 100	Inversor	1
CONDUCTORES		
TOP SOLAR PV ZZ-F	Cableado cc, 6 mm2	60
TOP SOLAR PV ZZ-F	Cableado cc, 50 mm2	10
TOP SOLAR PV ZZ-F	Cableado ca, 50 mm2	1
PROTECCIONES		
Fusibles Socomec	de 10 A	30
Interruptor diferencial	160 A	1
Interruptor magnetotermico	de 160 A	1
PICAS PUESTA A TIERRA		
100 m de cable	de 6 mm2	100 m
SOPORTES		
Soportes de Wcc Solar	Alu Tejado perforante	480
OBRA CIVIL		
Obras e instalaciones	2 personas , 7 días (20 e / hr)	
instalación de equipos	4 personas , 7 días (25 e / hr)	
TOTAL		
Mantenimiento anual	700 euros	

Ilustración 50. Características de los componentes del presupuesto

	PVP UNITARIO	IMPORTE EUROS
MODULOS FV		
SW 220-POLY	150	72k
INVERSOR		
Ingecon Sun 100	23k	23k
CONDUCTORES		
TOP SOLAR PV ZZ-F	2	120
TOP SOLAR PV ZZ-F	15	150
TOP SOLAR PV ZZ-F	15	15
PROTECCIONES		
Fusibles Socomec	4,5	135
Interruptor diferencial	34,9	34,9
Interruptor magnetotermico	105	105
PICAS PUESTA A TIERRA		
100 m de cable	2,1	210
SOPORTES		
Soportes de Wcc Solar	9	4320
OBRA CIVIL		
Obras e instalaciones	25	2800
instalación de equipos	25	5.600,00 €
TOTAL		
Mantenimiento anual		108.490,00 €

Ilustración 61. Presupuesto detallado

6.2 ESTUDIO ECONÓMICO Y PROYECCIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.

Vamos a calcular los índices de rentabilidad., los parámetros más comunes para ver si nuestra instalación es rentable son el VAN y el TIR, los cuales voy a definir. Estos dos indicadores permiten analizar y comparar flujos de fondos de distintos proyectos y ayudan en la toma de decisiones, así que es un buen de partida.

Voy a definirlos y calcularlos a continuación, aplicándolos a mi instalación.

Valor Actual Neto (VAN). Se basa en la hipótesis de que lo que vale el dinero cambia según transcurre el tiempo, incluso con una inflación mínima. El VAN permite conocer el valor total de un proyecto que se extenderá por varios meses o años, y que puede combinar flujos positivos (ingresos) y negativos (costes). Para esto utiliza una tasa de descuento. Se expresa como un valor en dinero. El VAN permite determinar si un proyecto es rentable (VAN mayor a 0), no es rentable (VAN menor a 0) o financieramente indistinto (VAN igual a 0), según la tasa que se ha tomado como referencia. La fórmula para calcular el VAN es la siguiente.

VT Cash flow generado por el proyecto en el año c.

$$VAN = \sum_{c=1}^n \frac{V_T}{(1+k)^c} - I_0$$

k Tipo de interés exigido a la inversión

I0 Inversión inicial

C Número de años

Tasa Interna de Retorno (TIR). Este indicador está muy relacionado con el VAN, ya que usando una fórmula similar, nos dice cuál es la tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. Se expresa como un porcentaje y en términos conceptuales, puede interpretarse como la tasa de interés máxima a la que es posible endeudarse para financiar el proyecto, sin ocasionar pérdidas. El TIR se expresa mediante un porcentaje.

Procedo ahora a argumentar como he calculado la proyección financiera del proyecto.

A la hora de realizar un estudio económico generalmente consideramos 25 años a la vida útil de la planta fotovoltaica porque para los paneles solares la garantía ofrecida por los instaladores es normalmente de veinticinco años en el rendimiento de las mismas.

Un estudio realizado del National Renewable Energy Laboratory que siguieron aproximadamente 2000 instalaciones en todo el mundo y en el que se analizan las tasas de degradación de rendimiento demuestra que la tasa de degradación medio de un sistema fotovoltaico es de 0,8 puntos porcentuales por año, que conduce gradualmente a 10% pasados diez años y el 20% pasados 25 años., hay muy poca variación de año a año pero va bajando ligeramente.

El OMIE es el mercado spot de energía y es un mercado físico y horario y todos los días se fija el precio de la energía para el día siguiente, hay proyecciones y escenarios de todos tipos, suele haber un escenario alto y medio y bajo, el OMIE te da la proyección financiera del escenario previsto para el día siguiente.

El coste medio de generación puede estar en torno a 50 euros megawatios, es un valor conforme a estudios, según los informes realizados por expertos en el campo.

Para hacer la proyección financiera hay que calcular el coste de generación, a esa inversión le voy a exigir un 7 por ciento de rentabilidad. Por un lado, los ingresos van a ser el coste de generación metiéndole una tasa de descuento del 7% que es lo que va a hacer retribuir al capital. Por otro lado, los flujos de carga menos la inversión van suponiendo los ingresos, con un coste generación actualizado con una tasa del 7%. En el año uno pongo la inversión. Una inversión genera unos flujos de caja, descuentas esos flujos de caja y te da un VAN. Para hacer la proyección financiera he tenido en cuenta que la factura de la luz va incrementando aproximadamente un 2% anual.

He calculado el VAN y el TIR, pero otra opción sería calcular el LCOE, que es una fórmula que te permite calcular el coste de generación liberalizado para saber cual es tu coste de generación y entonces puede vender a ese coste, porque vendiendo a ese coste recuperas la inversión en un plazo de 25 años, no puedes vender por debajo de ese coste porque estarías perdiendo dinero.

La siguiente imagen muestra la proyección financiera de mi proyecto

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inflacion	%	1,74	1,59	1,67	1,81	1,87	2,5	2,5	2,5
Energia generada	kWh		105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6
Precio energia	euros/Wh		0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27
Ganancias	euros		25344	26400	26400	27456	27456	28512	28512
Mantenimiento	euros		-700	-712,6	-725,427	-738,484	-751,777	-765,911	-779,697
Inversión inicial	euros	-108490							
Flujo de caja	euros	-108490	24644	25687,4	25674,6	26717,5	26704,2	27755,1	27732,3
Flujo de caja acumulado	euros	-108490	-83846	-58158,6	-32484	-5766,53	20937,7	48692,8	76416
Tipo de interes	%		7	7	7	7	7	7	7
Flujo de caja descontado	euros	-108490	24644	25687,4	25674,6	26717,5	26704,2	27746,1	27732,3
Flujo de caja desc. Acum	euros	-108490	-83846	-58158,6	-32484	-5766,5	20937,5	48683,5	76415,8
VAN	euros	1.798.962,84							
TIR	%	24%							

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Inflacion	%	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Energia generada	kWh	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6
Precio energia	euros/Wh	0,28	0,28	0,29	0,29	0,3	0,3	0,31	0,31
Ganancias	euros	29568	29568	30624	30624	31680	31680	32736	32736
Mantenimiento	euros								
Inversión inicial	euros	-794,355	-808,654	-823,209	-839,345	-855,125	-871,201	-887,579	-904,266
Flujo de caja	euros								
Flujo de caja acumulado	euros	28773,6	28759,3	29741,1	29784,7	30824,9	30808,8	31848,4	31831,7
Tipo de interes	%	105190	133949	163690	193534	224359	255168	287016	318848
Flujo de caja descontado	euros								
Flujo de caja desc. Acum	euros	7	7	7	7	7	7	7	7
VAN	euros	27979,2	27950,6	29800,8	29784,7	30824,9	30808,8	31848,4	31831,7
TIR	%	104395	132346	162147	191931	222756	253565	285414	317245

		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Inflacion	%	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Energía generada	kWh	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6
Precio energía	euros/Wh	0,32	0,32	0,33	0,33	0,34	0,34	0,35	0,35	0,36	0,36
Ganancias	euros	33792	33792	34848	34848	35904	35904	36960	36960	38016	38016
Mantenimiento	euros										
Inversión inicial	euros	-921,266	-938,686	-956,231	-974,209	-992,524	-1011,18	-1030,19	-1049,56	-1069,29	-1089,4
Flujo de caja	euros										
Flujo de caja acumulado	euros	32870,7	33853,3	33891,8	33873,8	34911,5	34892,8	35929,8	35910,4	36946,7	36926,6
Tipo de interes	%	351719	385572	418464	452337	487249	522142	558072	594993	631940	668866
Flujo de caja descontado	euros										
Flujo de caja desc. Acum	euros	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
VAN	euros	32870,7	32856,3	33891,8	33873,8	34911,5	34892,8	35929,8	35910,4	36946,7	36926,6
TIR	%	350116	382972	416864	450738	485649	520542	556472	592382	629329	666256

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1]-> [“El sistema eléctrico y las centrales de generación”](#). Javier Díaz Pampín.
- [2]-> <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>
- [3]-> <https://www.lne.es/cuencas/2018/01/16/generacion-electrica-carbon-aumento-espana/2223394.html>
- [4]-> <http://www.energiza.org/979-centrales-de-ciclo-combinado-en-espa%C3%B1a>
- [5]-> <https://erenovable.com/centrales-hidroelectricas/>
- [6]-> <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-centrales-hidroelectricas-de-espana/>
- [7]-> <https://www.foronuclear.org/es/energia-nuclear/faqas-sobre-energia/capitulo-8/115750-106-ique-es-una-central-termoelectrica>
- [8]-> <https://elperiodicodelaenergia.com/una-red-electrica-mundial-100-renovable-es-posible-y-mas-rentable-que-el-sistema-actual/>
- [9]-> <http://www.saclimafotovoltaica.com/que-tipos-de-instalaciones-existen/>
- [10]-> <http://www.automa.solar/solar/tipo-de-inversores/>
- [11]-> <https://instalacionesyeficienciaenergetica.com/paneles-solares-fotovoltaicos/>

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

MEDIDAS DE PREVENCIÓN A APLICAR

- El personal interviniente conocerá y observará las normas específicas para este tipo de trabajo, usando calzado adecuado (bota de agua) con piso no desgastado.
- Se reconocerá el terreno y reflejarán sus incidencias, poniendo atención a materiales abandonados.
- Se prohibirá la permanencia del personal en las proximidades de la maquinaria durante su trabajo.
- Toda máquina o vehículo estará dotada de pórtico-antivuelco.
- Los obstáculos enterrados, tales como líneas eléctricas y conducciones peligrosas, deben estar perfectamente señalizados en toda la longitud afectada.
- Se rastrillará periódicamente con la pala el barro que se vaya acumulando.
- El material de origen vegetal se irá depositando en montones, de forma que se facilite su posterior carga.
- Se definirán vías para el paso de vehículos en la retirada del material.
- La existencia de pequeños taludes debe ser señalizada tanto para la identificación por parte de los conductores de vehículos como por peatones.
- Todas las maderas que puedan estar abandonadas o ser procedentes de operaciones anteriores, deberán ser eliminadas, bien retirándolas o quemándolas.
- Antes de entrar personal en la obra, se aconseja que la maquinaria pesada efectúe algunas pasadas, o se emitan algunos ruidos, con el fin de ahuyentar a animales salvajes en la zona.
- Si hay que talar árboles se pondrá especial atención a su caída natural, procediendo siempre a efectuar la correspondiente entalladura.
- En la operación de desramado del árbol, una vez derribado, se considerarán los posibles giros del tronco, así como los latigazos por ramas que hayan quedado en una posición forzada.
- La motosierra será utilizada sólo y exclusivamente por trabajadores autorizados y formados al respecto.
- Se mantendrá la cadena de la motosierra perfectamente afilada y tensada.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL A UTILIZAR

Los equipos de protección personal a utilizar serán:

Casco de seguridad contra choques e impactos

Gafas de protección contra proyección de partículas

Mascarillas de protección para ambientes pulvígenos

Guantes de trabajo

Botas de seguridad con puntera reforzada de acero

Botas de agua de seguridad con puntera reforzada de acero

Arnés de seguridad

Ropa de protección para el mal tiempo

PREVENCIÓN DE INCENDIOS, ORDEN Y LIMPIEZA

En cada una de las cabinas de la maquinaria utilizada, en la ejecución de los trabajos se dispondrá de un extintor.

El grupo electrógeno tendrá en sus inmediaciones un extintor con agente seco o producto alógeno para combatir incendios.

No se debe utilizar agua o espumas para combatir conatos de incendio en grupos electrógenos o instalaciones eléctricas en general.

CABLES

Un cordón está constituido por varios alambres de acero dispuestos helicoidalmente en una o varias capas. Un cable de cordones está constituido por varios cordones dispuestos helicoidalmente en una o varias capas superpuestas, alrededor de un alma.

Los cables serán de construcción y tamaño apropiados para las operaciones en las cuales van a ser empleados.

El factor de seguridad para los mismos no será inferior a seis.

Los ajustes de ojales y los lazos para los ganchos, anillos y argollas, estarán provistos de guardacabos resistentes.

Estarán siempre libres de nudos, sin torceduras permanentes y otros defectos.

Se inspeccionará periódicamente el número de hilos rotos deshaciéndose de aquellos cables en que lo estén en más del 10% de los mismos, contados a lo largo de dos tramos del cableado, separados entre sí por una longitud menor a ocho veces su diámetro.

Los cables utilizados directamente para levantar o soportar la carga no deberán llevar ningún empalme, excepto el de sus extremos (únicamente se tolerarán los empalmes en aquellas instalaciones destinadas, desde su diseño, a modificarse regularmente en función de las necesidades de una explotación). El coeficiente de utilización del conjunto formado por el cable y la terminación se seleccionará de forma que garantice un nivel de seguridad adecuado.

El diámetro de los tambores de izar no será inferior a 20 veces el del cable, siempre que sea también 300 veces el diámetro del alambre mayor.

Es preciso atenerse a las recomendaciones del fabricante de los aparatos de elevación, en lo que se refiere al tipo de cable a utilizar, para evitar el desgaste prematuro de este último e incluso su destrucción. En ningún caso se utilizarán cables distintos a los recomendados.

Los extremos de los cables estarán protegidos por refuerzos para evitar el descableado.

Los diámetros mínimos para el enrollamiento o doblado de los cables deben ser cuidadosamente observados para evitar el deterioro por fatiga.

Antes de efectuar el corte de un cable, es preciso asegurar todos los cordones para evitar el deshilachado de éstos y descableado general.

Antes de proceder a la utilización del cable para elevar una carga, se deberá de asegurar de que su resistencia es la adecuada.

Para desenrollar una bobina o un rollo de cable, lo haremos rodar en el suelo, fijando el extremo libre a un punto, del que nunca se tirará, o bien dejar girar el soporte (bobina, aspa, etc.) colocándolo previamente en un bastidor adecuado provisto de un freno que impida tomar velocidad a la bobina.

Para enrollar un cable se deberá proceder a la inversa en ambos casos.

La unión de cables no deberá realizarse nunca mediante nudos, que los deterioran, sino utilizando guardacabos y mordazas sujetas cables.

Normalmente los cables se suministran lubricados y para garantizar su mantenimiento es suficiente con utilizar el tipo de grasa recomendado por el fabricante. Algunos tipos de cables especiales no deben ser engrasados, siguiendo en cada caso las indicaciones del fabricante.

El cable se examinará en toda su longitud y después de una limpieza que elimine la suciedad en el mismo.

El examen de las partes más expuestas al deterioro o que presente alambres rotos se efectuará estando el cable en reposo.

Los motivos de retirada de un cable serán:

- Rotura de un cordón.
- Reducción anormal y localizada del diámetro.
- Existencia de nudos.
- Cuando la disminución del diámetro del cable en un punto cualquiera alcanza el 10% para los cables de cordones o el 3% para los cables cerrados.
- Cuando el número de alambres rotos visibles alcanza el 20% del número total de hilos del cable, en una longitud igual a dos veces el paso de cableado.
- Cuando la disminución de la sección de un cordón, medida en un paso cableado, alcanza el 40% de la sección total del cordón.

PLANOS

ANEXOS



NEW! 25 YEAR LINEAR PERFORMANCE WARRANTY AND A PRODUCT WORKMANSHIP WARRANTY OF 5 YEARS*

Length 65.94 in (1675 mm)
Width 39.41 in (1001 mm)
Height 1.22 in (31 mm)¹⁾
Frame Aluminum
Weight 46.7 lbs (21.2 kg)



Sunmodule⁺®

SW 220/225/230/235 poly

German quality standards

Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

Outstanding products

SolarWorld modules have received top marks in numerous independent performance tests:

In Photon test laboratory's endurance test, SolarWorld's modules occupied first place in 2008 and in 2009 and were assessed by the ÖKO-TEST consumer magazine as "very good".

SolarWorld Plus sorting

Plus-sorting guarantees the highest system efficiency. Only modules that achieve the designated nominal performance or greater in performance tests are dispatched.

25 years linear performance guarantee*

SolarWorld guarantees a maximum degeneration in performance of 0.7% p.a. for more than 25 years - a clear additional benefit compared with the conventional two-stage industry guarantees. In addition there is a product workmanship warranty that covers 5 years.

*in accordance with the applicable SolarWorld service certificate at purchase
www.solarworld-global.com/service-certificate



We turn sunlight into power.

Sunmodule⁺

SW 220/225/230/235 poly

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 220	SW 225	SW 230	SW 235
Maximum power	P_{max}	220 Wp	225 Wp	230 Wp	235 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	36.6 V	36.8 V	36.9 V	37.0 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	29.2 V	29.5 V	29.8 V	30.0 V
Short circuit current	I_{sc}	8.08 A	8.17 A	8.25 A	8.35 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.54 A	7.63 A	7.72 A	7.85 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 220	SW 225	SW 230	SW 235
Maximum power	P_{max}	157.3 Wp	160.9 Wp	164.4 Wp	170.4 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	33.1 V	33.3 V	33.4 V	33.5 V
Maximum power point voltage	U_{mpp}	26.2 V	26.5 V	26.7 V	27.1 V
Short circuit current	I_{sc}	6.68 A	6.75 A	6.82 A	6.73 A
Maximum power point current	I_{mpp}	6.01 A	6.08 A	6.15 A	6.28 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m², 95% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Poly crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	tempered glass (EN 12150)

SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

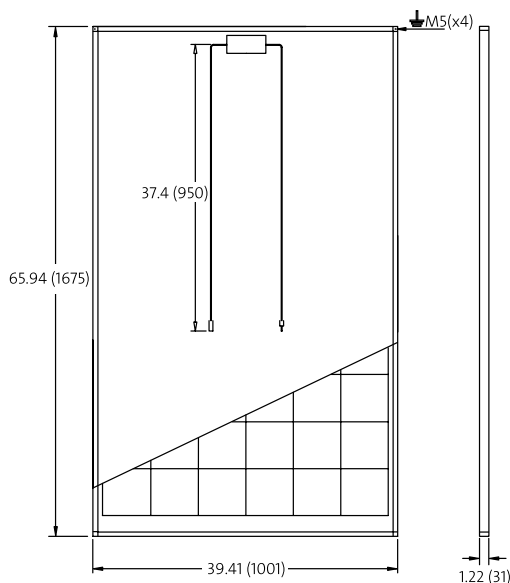
Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum system voltage USA NEC	600 V
Maximum reverse current	16 A
Increased snowload acc. to IEC 61215	5.4 kN/m ²
Number of bypass diodes	3

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.034 %/K
TC U_{oc}	-0.34 %/K
TC P_{mpp}	-0.48 %/K

ADDITIONAL DATA

Measuring tolerance	+/- 3 %
Junction box	IP65
Connector	MC4
SolarWorld Plus-Sorting ²⁾	$P_{Flash} \geq P_{max}$



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic Inspection



- 1) Temporarily, also modules with a frame height of 34 mm can be supplied. Please inquire with your dealer.
- 2) The output identified by SolarWorld (P_{Flash}) is always higher than the nominal output (P_{max}) of the module.
- 3) Depending on the market.
SolarWorld AC reserves the right to make specification changes without notice.
This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

THREE-PHASE TRANSFORMERLESS STRING INVERTER WITH THE MAXIMUM POWER DENSITY

100TL

A three-phase inverter family for commercial, industrial and utility-scale PV plants.

Greater cost-effectiveness

Thanks to its greater output power (up to 110 kW if connected to a 440 Vac network), the new INGECON® SUN 100TL allows to drastically reduce the number of inverters required for designing a PV power plant. Thus, it minimises the labour cost and reduces the global cabling cost. Furthermore, it enables up to a 20% cost reduction in AC cabling as this PV inverter does not require a neutral wire.

Moreover, it does not require DC combiner boxes, nor AC combiner boxes, ensuring the minimum possible CAPEX (Capital Expenditures).

Lower operational costs

Thanks to the wireless communication network that this inverter allows, the power plant can be commissioned, monitored and controlled without any communications cabling.

Furthermore, its string inverter philosophy permits an easy and immediate replacement that does not require qualified technicians.

Higher flexibility and power density

The highest flexibility thanks to its maximum DC voltage (1,100 V) and to its wide voltage range MPP (570-850 V). Awesome power density, with up to 110 kW in a 75 kg inverter.

Rugged design

Aluminium casing, especially conceived for indoor and outdoor applications (IP65). The INGECON® SUN 3Play TL inverters have been designed to guarantee a long life expectancy and to withstand extreme temperatures.

Ethernet and Wi-Fi as standard

This PV inverter features Ethernet and Wi-Fi communications as standard. These communications, together with the webserver that the inverter integrates, enable a fast and reliable commissioning using a mobile phone, a tablet or a laptop. Furthermore, it is compatible with external Cloud Connect software.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years



100TL

Different versions to choose from

In order to satisfy its clients' needs, Ingeteam has created different versions for the INGECON® SUN 3Play TL family:

- STD version
- PRO version

Versions available

	STD version	PRO version
DC Terminal blocks	✓	
PV connectors ⁽¹⁾		✓
DC switch	✓	✓
DC surge arresters, type 2	✓	✓
AC surge arresters, type 2	✓	✓
DC fuses		✓ ⁽²⁾
String current metering kit		✓

Notes: ⁽¹⁾ No crimping tools needed ⁽²⁾ 1,500 V fuses. Only for the positive pole.

MAIN FEATURES

- Low-voltage ride-through capability.
- Reactive power capability.
- Compatible with external Cloud Connect software.
- 99.1% maximum efficiency.
- Ethernet and Wi-Fi communications supplied as standard.
- Integrated Webserver.
- Software INGECON® SUN Monitor for PV plant monitoring.
- Suitable for indoor and outdoor installations (IP65).
- High temperature performance.
- Different versions to satisfy every project needs.
- Compatible with night power supply.
- 4 digital inputs and 2 digital outputs.
- DRMO ready (for the Australian market).

PROTECTIONS

- Reverse polarity.
- Shortcircuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation faults.
- AC overvoltages with type 2 surge arresters.
- DC overvoltages with type 2 surge arresters.

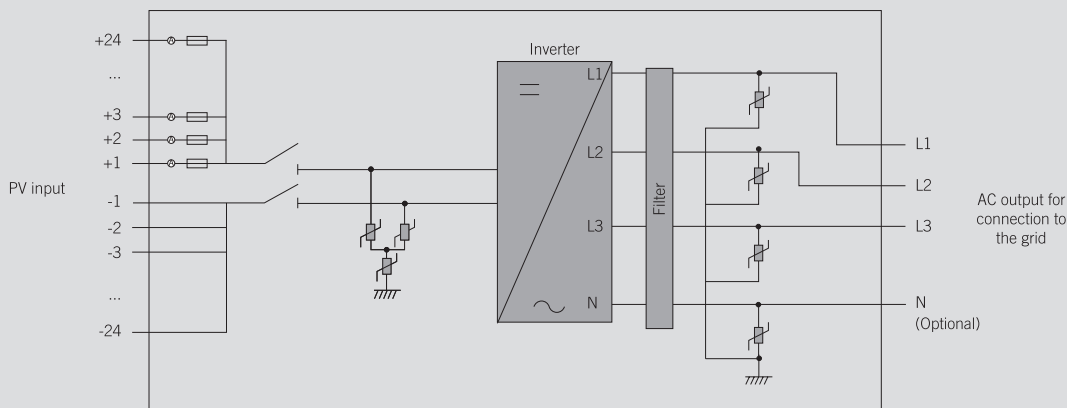
OPTIONAL ACCESORIES

- Self-consumption kit.
- RS-485 communication.
- DC fuses for the negative pole.

BENEFITS

- Greater power density.
- Greater cost-effectiveness thanks to the cabling cost reduction.
- High availability compared to central inverters.
- High efficiency rates.
- Easy maintenance.

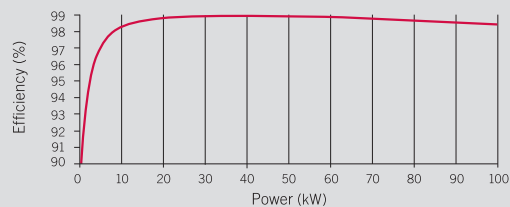
3Play TL PRO version



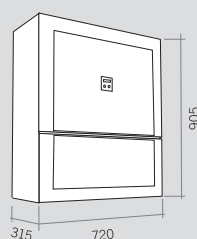
100TL						
Input (DC)						
Recommended PV array power range	56 - 80.2 kWp	91.1 - 130.5 kWp	96.2 - 137.8 kWp	101.2 - 145 kWp	106.3 - 152.3 kWp	111.3 - 159.5 kWp
Voltage range MPP ⁽¹⁾	513 - 850 V	513 - 850 V	541.5 - 850 V	570 - 850 V	598.5 - 850 V	627 - 850 V
Maximum voltage ⁽²⁾	1,100 V					
Maximum current ⁽³⁾	185 A					
Short-circuit current	240 A					
Inputs (STD / PRO)	1 / 24					
MPPT	1					
Output (AC)						
Rated power at rated Vac	55.3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Max. temperature at rated power ⁽⁴⁾	50 °C					
Maximum current	145 A					
Rated voltage	220 V	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frequency	50 / 60 Hz					
Power Factor	1					
Power Factor adjustable ⁽⁵⁾	Yes. Smax=55.3 kVA Qmax=33.2 kVAR	Yes. Smax=90 kVA Qmax=54 kVAR	Yes. Smax=95 kVA Qmax=57 kVAR	Yes. Smax=100 kVA Qmax=60 kVAR	Yes. Smax=105 kVA Qmax=63 kVAR	Yes. Smax=110 kVA Qmax=66 kVAR
THD	<3%					
Efficiency						
Maximum efficiency	99.1%					
Euroefficiency	98.5%					
General Information						
Refrigeration system	Forced ventilation					
Air flow	570 m ³ /h					
Stand-by consumption	20 W					
Consumption at night	1 W					
Ambient temperature	-25 °C to 60 °C					
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%					
Protection class	IP65 / NEMA 4					
RCD	1,000 mA					
Maximum operating altitude ⁽⁶⁾	3,000 m					
Connection	AC: Max. Cross section: 240 mm ² (one wire) DC connection (STD): Max. Cross section: 300 mm ² (one wire) DC connection (PRO): 6 mm ² (24 pairs of PV connectors) Copper and Aluminium cabling permitted for DC and AC					
Marking	CE					
EMC and safety standards	IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68, IEC 60529					
Grid connection standards	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.O.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notes: ⁽¹⁾ $V_{mpp,min}$ is for rated conditions ($V_{ac}=1$ p.u. and Power Factor=1). $V_{mpp,min}$ will depend on the grid voltage (V_{ac}), according to this relation: $V_{mpp,min}=1.425 \cdot V_{ac}$
⁽²⁾ The inverter does not start operating until $V_{dc} < 1,000$ V. If the DC fuses for the negative pole have been installed, then the maximum DC voltage is 1,000 V ⁽³⁾ The maximum current per PV connector is 11 A for the PRO version ⁽⁴⁾ For each °C of increase, the output power will be reduced at the rate of 2.3% ⁽⁵⁾ Q=0 outside the voltage range MPP ⁽⁶⁾ Beyond 1,000 m, the maximum temperature at rated power will decrease at the rate of 5.5 °C per every additional 1,000 m.

Efficiency INGECON® SUN 100TL $V_{dc} = 570$ V



Size and weight (mm)



100TL STD
75 kg.
100TL PRO
78 kg.



Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.. +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, nº 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark
Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 499 988 022
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.

Calle Manuel Espinosa Batista, Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407 Urb.C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.

Bucuresti, Sector 2, Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.

Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo corner Rufin St.
1230 Makati
Gran Manila - Philippines
Tel.: +63 0917 677 6039

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)

PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

1. Object.

This document defines the design and manufacturing characteristics of the cables type TOP SOLAR PV ZZ-F (AS) PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.) manufactured by Top Cable.

2. Design.

This type of cables are designed, manufactured and tested according to the latest revision of TÜV 2 PfG 1169/08.2007 standard and UTE C-32 502 standard.

Approvals available:

TÜV-Certificate-No: R60029306

3. Applications.

Flexible cables suitable for mobile and fixed installation. Suitable for connection between photovoltaic panels, and photovoltaic panels to the AC inverter. High security cable (AS): no fire propagation, low smoke emissions and halogen-free. Suitable for indoor and outdoor use. These cables meet the HD 605/A1 weather-UV test.

The materials used in the construction of these cables exceed the thermal endurance test specified in the standard EN 60216 for +120 °C (temperature index). Compliance with this test provides that, with proper installation, operation and maintenance, the estimated life of the cable is 30 years at 90 °C.

4. Characteristics.

Nominal voltage: AC: 0,6/1 kV; DC: 1,8 kV

Ambient temperature range: -40 °C to + 90 °C.

Maximum conductor temperature: 120 °C.

Maximum short-circuit temperature: 250 °C (maximum 5 s).

Minimum bending radius (fixed): 5 x cable Ø.

No flame propagation: EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.

No fire propagation: EN 60332-3 / IEC 60332-3.

Halogen free: according to EN 50267 / IEC 60754

HCl content < 0,5%.

pH > 4,3 ;

conductivity < 10 µS/mm.

Smoke density: light transmittance > 60% (according to EN 61034 / IEC 61034).

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)

PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

5. General make-up of the cable.

5.1 Conductor.

Electrolytic annealed tinned copper conductor, class 5 according to EN 60228 / IEC 60228.

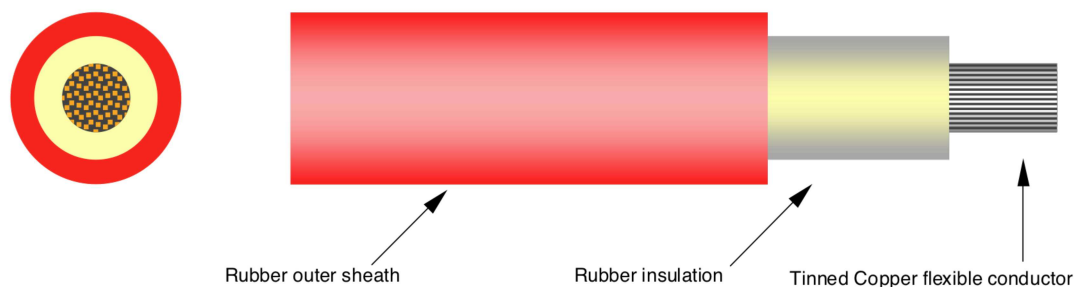
5.2 Insulation.

Halogen free thermosetting rubber insulation, type EI6 according to EN 50363-1, according to table 4 of the TÜV Standard and according to table 6 of the UTE Standard.

5.3 Outer sheath.

Halogen free thermosetting rubber outer sheath, type EM8 according to EN 50363-1, according to table 4 of TÜV Standard and according to table 6 of UTE Standard. Red or black colour.

5.4 Diagram representation.



6. Current-carrying capacities.

6.1 Nominal current-carrying capacities.

Table 1 show the current-carrying capacities and electric parameters detailed for every cable.

Current-carrying capacities, in amperes, are calculated according to TÜV 2 PfG 1169/08.2007, and for the following conditions:

- Single cables free in air installation: one single-core cable and ambient temperature of 60 °C; with adequate ventilation (supported by cleats and hangers or on perforated tray).
- Single cable on surfaces installation: one single-core cable directly on a wall with low thermal conductivity, ambient temperature of 60 °C.
- To cables adjacent on surfaces installation: ambient temperature of 60 °C.
- In all cases it is supposed a direct current circuit.

Voltage drop is calculated with conductor temperature of 120 °C.

For conditions other than this apply the adequate correction factors (point 6.2).

TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)

PV1-F 0,6/1 kV (1,8 kV c.c.)

Cross-section mm ²	Single cable free in air A	Single cable on surfaces A	To cables adjacent on surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 1,5	30	29	24	38,0
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49
1 x 10	98	93	79	5,46
1 x 16	132	125	107	3,47
1 x 25	176	167	142	2,23
1 x 35	218	207	176	1,58

Table 1

6.2 Correction factors.

The current-carrying capacities must be multiplied with the adequate correction factor when the installation conditions differs from point 6.1

Correction factors for air temperatures other than 60°C.

Air Temp. (°C)	Up to 60	70	80	90	100	110
Factor	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41

Table 2

7. Dimensions.

Table 3 show diameters and weight detailed for every cable.

Cross-section mm ²	Outer Ø ⁽¹⁾ mm	Weight kg/km
1 x 1,5	4,9	40
1 x 2,5	5,0	45
1 x 4	5,6	61
1 x 6	6,2	80
1 x 10	7,2	125
1 x 16	8,2	180
1 x 25	10,8	294
1 x 35	11,9	390

Table 3

- (1) The tolerances on the nominal outer diameters are:
 -0,1+0,2 mm for cables with outer diameter $d \leq 7$ mm.
 -0,1+0,3 mm for cables with outer diameter $7 < d < 10$ mm.
 -0,3+0,5 mm for cables with outer diameter $d \geq 10$ mm.



Fusibles industriales

Curvas gG y aM
de 0,16 a 1250 A

Protección fusible



Fusible tipo gG
de 0,5 a 125 A



Fusible tipo aM
de 6 a 1250 A



Fusible tipo gG
de 6 a 315 A

La solución para

- Protección de motores.
- Protection cables y aparatos.



Puntos fuertes

- Elevado nivel de rendimiento.
- Alta fiabilidad.
- Seguridad reforzada.

Conforme a las normas

- IEC 60269-1
- DIN EN 60269-1
- NF EN 60269-1
- IEC 60269-2
- NF EN 60269-2



Función

Los **fusibles industriales SOCOMECC** aseguran la protección de las instalaciones y las personas frente a las sobrecargas y cortocircuitos de todos los circuitos eléctricos de baja tensión.

Ventajas

Elevado nivel de rendimiento

- Elevada capacidad de corte 120 kA a 400/500 V, 80 kA a 690 V.
- Elevada capacidad de limitación de los cortocircuitos.
- Selectividad sencilla y fiable.

Alta fiabilidad

- Protección total en el tiempo garantizada por la simplicidad de fabricación y de funcionamiento (efecto Joule).
- No existe deterioro de las características del fusible con el tiempo.

Seguridad reforzada

La energía emitida durante la eliminación del fallo (fusión del fusible) se mantiene en el interior del cartucho (ninguna emisión de gas).

Referencias

Fusibles cilíndricos (NF) - tipo gG (por múltiplos de 10)

Calibre (A)	10 x 38 sin percutor		14 x 51 sin percutor		14 x 51 con percutor		22 x 58 sin percutor		22 x 58 con percutor	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
0,5	500	6012 0000								
1	500	6012 0001	690	6022 0001						
2	500	6012 0002	690	6022 0002	500	6052 0002	690	6032 0002		
4	500	6012 0004	690	6022 0004	500	6052 0004	690	6032 0004	690	6062 0004
6	500	6012 0006	690	6022 0006	500	6052 0006	690	6032 0006	690	6062 0006
8	500	6012 0008	690	6022 0008	500	6052 0008	690	6032 0008	690	6062 0008
10	500	6012 0010	690	6022 0010	500	6052 0010	690	6032 0010	690	6062 0010
12	500	6012 0012	690	6022 0012	500	6052 0012	690	6032 0012	690	6062 0012
16	500	6012 0016	690	6022 0016	500	6052 0016	690	6032 0016	690	6062 0016
20	500	6012 0020	690	6022 0020	500	6052 0020	690	6032 0020	690	6062 0020
25	500	6012 0025	690	6022 0025	500	6052 0025	690	6032 0025	690	6062 0025
32	400	6012 0032	500	6022 0032	500	6052 0032	690	6032 0032	690	6062 0032
40			500	6022 0040	500	6052 0040	690	6032 0040	690	6062 0040
50			400	6022 0050	400	6052 0050	690	6032 0050	690	6062 0050
63							690	6032 0063	690	6062 0063
80							500	6032 0080	500	6062 0080
100							500	6032 0100	500	6062 0100
125							400	6032 0125	400	6062 0125

Descripción de accesorios

	Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia
Tubo para neutro	6019 0000		6029 0000		6029 0000		6039 0000		6039 0000

Fusibles cilíndricos (NF) - tipo aM (por múltiplos de 10)

Calibre (A)	10 x 38 sin percutor		14 x 51 sin percutor		14 x 51 con percutor		22 x 58 sin percutor		22 x 58 con percutor	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
0,16	500	6013 0007								
0,25	500	6013 0005	690	6023 0005						
0,5	500	6013 0000	690	6023 0000						
1	500	6013 0001	690	6023 0001						
2	500	6013 0002	690	6023 0002	500	6053 0002	690	6033 0002		
4	500	6013 0004	690	6023 0004	500	6053 0004	690	6033 0004	690	6063 0004
6	500	6013 0006	690	6023 0006	500	6053 0006	690	6033 0006	690	6063 0006
8	500	6013 0008	690	6023 0008	500	6053 0008	690	6033 0008	690	6063 0008
10	500	6013 0010	690	6023 0010	500	6053 0010	690	6033 0010	690	6063 0010
12	500	6013 0012	690	6023 0012	500	6053 0012	690	6033 0012	690	6063 0012
16	500	6013 0016	690	6023 0016	500	6053 0016	690	6033 0016	690	6063 0016
20	400	6013 0020	690	6023 0020	500	6053 0020	690	6033 0020	690	6063 0020
25	400	6013 0025	690	6023 0025	500	6053 0025	690	6033 0025	690	6063 0025
32			500	6023 0032	500	6053 0032	690	6033 0032	690	6063 0032
40			500	6023 0040	500	6053 0040	690	6033 0040	690	6063 0040
50			400	6023 0050	400	6053 0050	690	6033 0050	690	6063 0050
63							690	6033 0063	690	6063 0063
80							500	6033 0080	500	6063 0080
100							500	6033 0100	400	6063 0100
125							400	6033 0125	400	6063 0125

Descripción de accesorios

	Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia
Tubo para neutro	6019 0000		6029 0000		6029 0000		6039 0000		6039 0000

Fusibles industriales

Curvas gG y aM
de 0,16 a 1250 A

Referencias (continuación)

Fusibles de cuchillas (NH) - tipo gG

Calibre (A)	000/00C sin percutor (por múltiplos de 3)		00 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 con percutor (por múltiplos de 3)		1 sin percutor (por múltiplos de 3)		1 con percutor (por múltiplos de 3)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
6	500	6600 0006										
10	500	6600 0010										
16	500	6600 0016			500	6702 0016						
20	500	6600 0020			500	6702 0020						
25	500	6600 0025			500	6702 0025						
32	500	6600 0032			500	6702 0032	690	6852 0032				
40	500	6600 0040			500	6702 0040	690	6852 0040				
50	500	6600 0050			500	6702 0050	690	6852 0050				
63	500	6600 0063			500	6702 0063	690	6852 0063	500	6712 0063		
80	500	6600 0080			500	6702 0080	690	6852 0080	500	6712 0080	690	6862 0080
100	500	6600 0100			500	6702 0100	690	6852 0100	500	6712 0100	690	6862 0100
125			500	6692 0125	500	6702 0125	500	6852 0125	500	6712 0125	690	6862 0125
160			500	6692 0160	500	6702 0160	500	6852 0160	500	6712 0160	690	6862 0160
200					500	6702 0200	500	6852 0200	500	6712 0200	690	6862 0200
250									500	6712 0250	500	6862 0250
315									400	6712 0315	500	6862 0315

Descripción de accesorios

	Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia
Barra para neutro	6420 0000		6420 0000		6421 0000		6421 0000		6421 0001		6421 0001

Calibre (A)	2 sin percutor (por múltiplos de 3)		2 con percutor (por múltiplos de 3)		3 sin percutor (pedir por unidad)		3 con percutor (pedir por unidad)		4 sin percutor (pedir por unidad)		4 con percutor (pedir por unidad)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
100	500	6722 0100										
125	500	6722 0125	690	6872 0125								
160	500	6722 0160	690	6872 0160								
200	500	6722 0200	690	6872 0200								
250	500	6722 0250	690	6872 0250								
315	500	6722 0315	690	6872 0315	500	6732 0315	690	6882 0315	500	6746 0315	500	6896 0315
400	500	6722 0400	500	6872 0400	500	6732 0400	690	6882 0400	500	6746 0400	500	6896 0400
500	500	6722 0500	500	6872 0500	500	6732 0500	690	6882 0500	500	6746 0500	500	6896 0500
630					500	6732 0630	500	6882 0630	500	6746 0630	500	6896 0630
800					500	6732 0800			500	6746 0800	500	6896 0800
900									500	6746 0900	500	6896 0900
1000									500	6746 1000	500	6896 1000
1250									500	6746 1200	500	6896 1200

Descripción de accesorios

	Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia
Barra para neutro	6421 0002		6421 0002		6421 0003		6421 0003		6441 0005		6441 0005

Fusibles de cuchillas (NH) - tipo aM

Calibre (A)	000/00C sin percutor (por múltiplos de 3)		00 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 con percutor (por múltiplos de 3)		1 sin percutor (por múltiplos de 3)		1 con percutor (por múltiplos de 3)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
6	500	6601 0006										
10	500	6601 0010										
16	500	6601 0016			500	6703 0016						
20	500	6601 0020			500	6703 0020						
25	500	6601 0025			500	6703 0025						
32	500	6601 0032			500	6703 0032	690	6853 0032				
40	500	6601 0040			500	6703 0040	690	6853 0040				
50	500	6601 0050			500	6703 0050	690	6853 0050				
63	500	6601 0063			500	6703 0063	690	6853 0063				
80	500	6601 0080			500	6703 0080	690	6853 0080			690	6863 0080
100			500	6693 0100	500	6703 0100	690	6853 0100	500	6713 0100	690	6863 0100
125			500	6693 0125	500	6703 0125	690	6853 0125	500	6713 0125	690	6863 0125
160			500	6693 0160	500	6703 0160	690	6853 0160	500	6713 0160	690	6863 0160
200					500	6703 0200	500	6853 0200	500	6713 0200	690	6863 0200
250									500	6713 0250	690	6863 0250
315									500	6713 0315	500	6863 0315

Descripción de accesorios

	Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia
Barra para neutro	6420 0000		6420 0000		6421 0000		6421 0000		6421 0001		6421 0001

Calibre (A)	2 sin percutor (por múltiplos de 3)		2 con percutor (por múltiplos de 3)		3 sin percutor (pedir por unidad)		3 con percutor (pedir por unidad)		4 sin percutor (pedir por unidad)		4 con percutor (pedir por unidad)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
100	500	6723 0100										
125	500	6723 0125										
160	500	6723 0160	690	6873 0160								
200	500	6723 0200	690	6873 0200								
250	500	6723 0250	690	6873 0250								
315	500	6723 0315	690	6873 0315	500	6733 0315	690	6883 0315	500	6747 0315	500	6897 0315
400	500	6723 0400	690	6873 0400	500	6733 0400	690	6883 0400	500	6747 0400	500	6897 0400
500	500	6723 0500	500	6873 0500	500	6733 0500	690	6883 0500	500	6747 0500	500	6897 0500
630					500	6733 0630	500	6883 0630	500	6747 0630	500	6897 0630
800									500	6747 0800	500	6897 0800
1000									500	6747 1000	500	6897 1000
1250									500	6747 1200	500	6897 1200

Descripción de accesorios

	Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia		Referencia
Barra para neutro	6421 0002		6421 0002		6421 0003		6421 0003		6441 0005		6441 0005

Fusibles industriales

Curvas gG y aM
de 0,16 a 1250 A

Accesorios

Tubo para neutro

Utilización

Pieza conductora en el polo neutro de los seccionadores-fusibles cilíndricos.

3 tamaños: 10 x 38, 14 x 51, 22 x 58.

Calibre (A)	Talla	A pedir por múltiplos de	Referencia
32	10 x 38	10	6019 0000
50	14 x 51	10	6029 0000
100	22 x 58	10	6039 0000



fusib_123_a_1_cat

Barra de neutro

Utilización

Pieza conductora que puede montarse en las bases o en los seccionadores-fusibles de cuchillas y, en general, en el polo neutro. 6 tamaños: 000/00C/00-0-1-2-3-4.

Calibre (A)	Talla	Presión	Referencia
160	000/00C/00	elástica	6420 0000
160	0	elástica	6421 0000
315	1	elástica	6421 0001
400	2	elástica	6421 0002
630	3	elástica	6421 0003
1250	4	bloqueada	6441 0005



fusib_124_a_1_cat

Maneta de manipulación

Utilización

Instalación y extracción de los fusibles de cuchillas de talla entre 000 y 4.

Tipo	Referencia
Maneta de manipulación	6401 0011

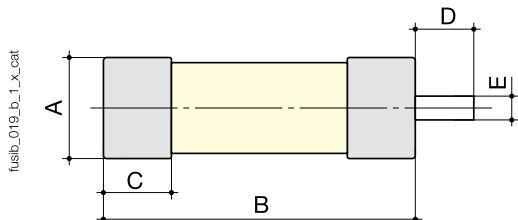


fusib_122_a_1_cat

Dimensiones

Fusibles cilíndricos (NF)

Sin percutor - con percutor

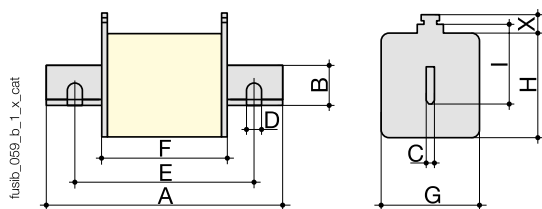


Dimensiones (mm) según IEC 60269-2-1

Talla	A	B	C	D	E
10 x 38	10,3	38	10,5		
14 x 51	14,3	51	13,8	7,5	3,8
22 x 58	22,2	58	16,2	7,5	3,8

Fusibles de cuchillas (NH)

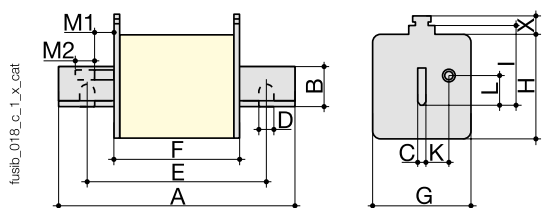
sin percutor



Dimensiones (mm) según IEC 60269-2-1

Talla	A máx.	B mín.	C	D	E mín.	F máx.	G máx.	A máx.	I	X mín.
000/00C	80	15	6			54	21	41	35	11
00	80	15	6			54	30	48	35	11
0	127,5	15	6			68	40	48	35	11
1	137,5	20	6			75	52	53	40	11
2	152,5	25	6			75	60	61	48	11
3	152,5	32	6			75	75	76	60	11
4	203	49	8	16	150	90	105	110	87	11

con percutor



Dimensiones (mm) según IEC 60269-2-1

Talla	A máx.	B mín.	C	D	E	F máx.	G máx.	A máx.	I	K	L	M1	M2 mín.	X mín.
0	127,5	15	6			68	45	48	35	11,5	14	25	13	11
1	137,5	20	6			75	52	53	40	13	14,5	25,5	13	11
2	152,5	25	6			75	60	61	48	16	14,5	25,5	13	11
3	152,5	32	6			75	75	76	60	21	14,5	25,5	13	11
4	203	49	8	16	150	90	105	110	87	24,5	14,5	35	13	11

Fusibles industriales

Curvas gG y aM
de 0,16 a 1250 A

Curvas características de los fusibles gG

Diagrama de limitación de las intensidades

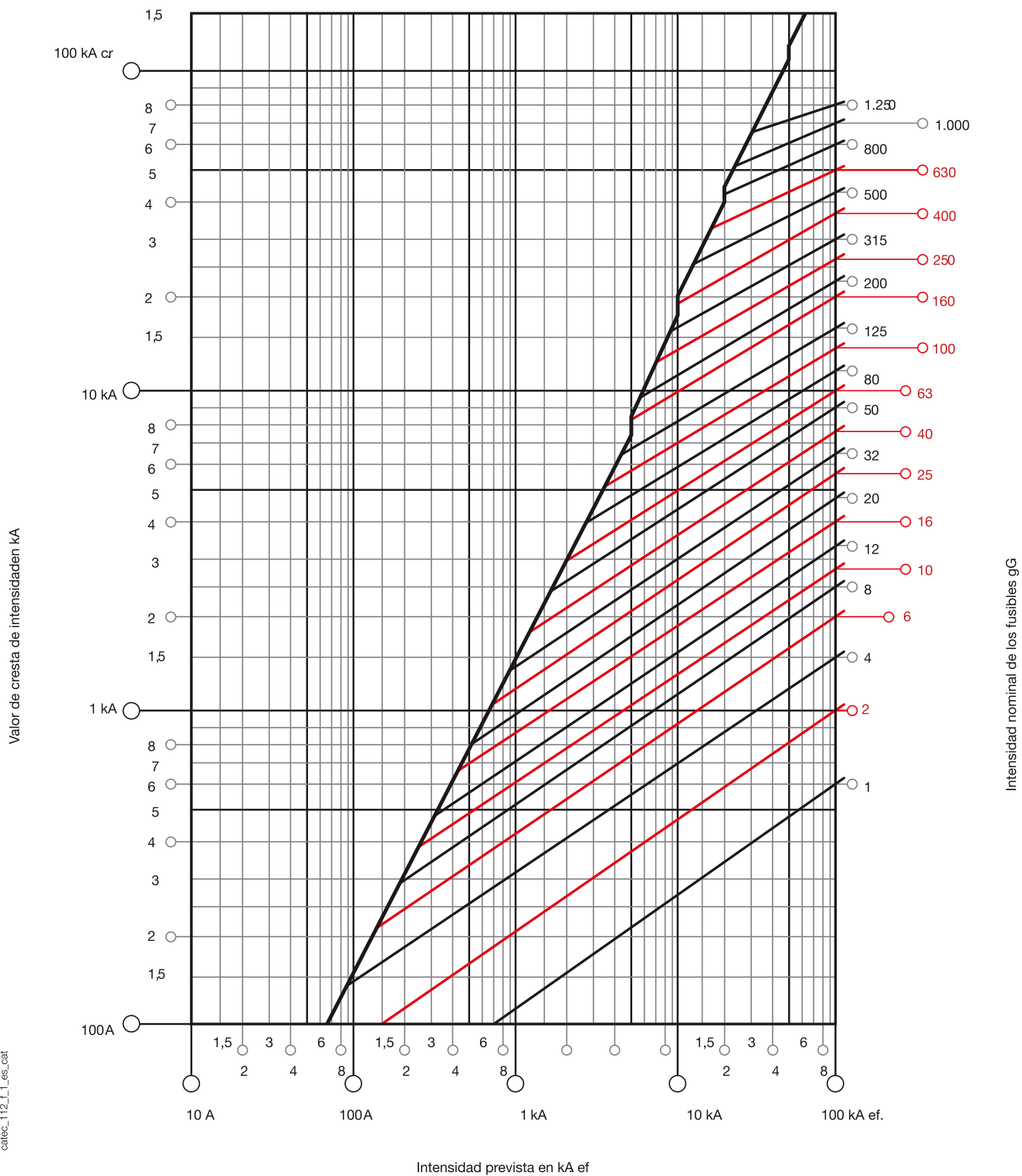
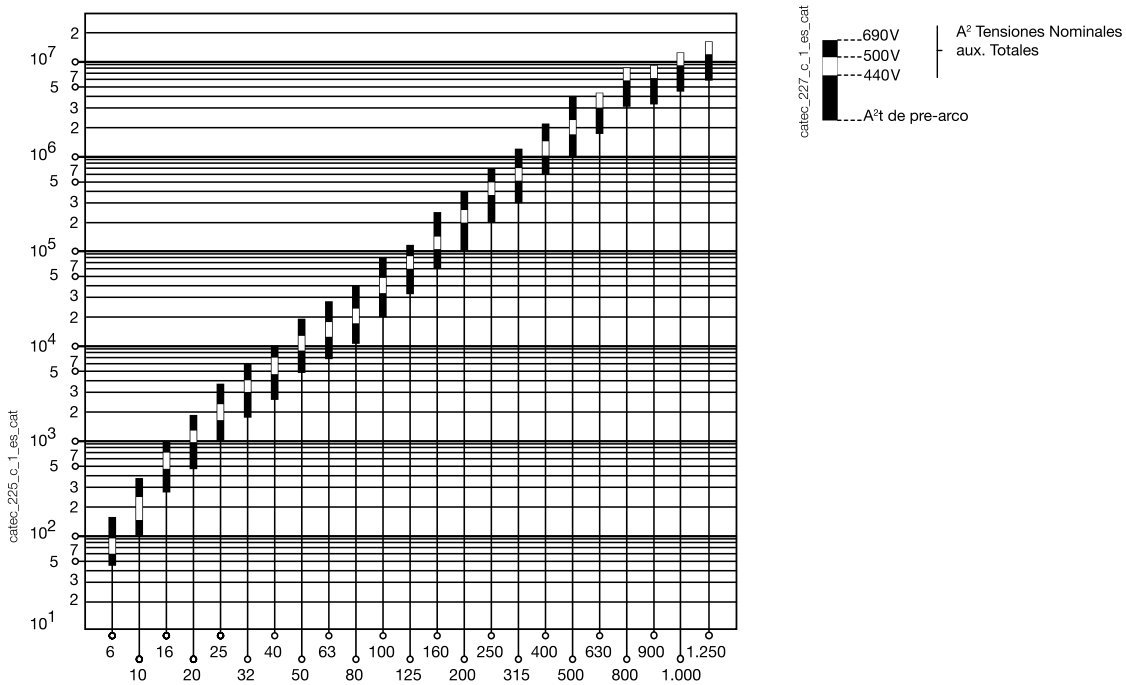
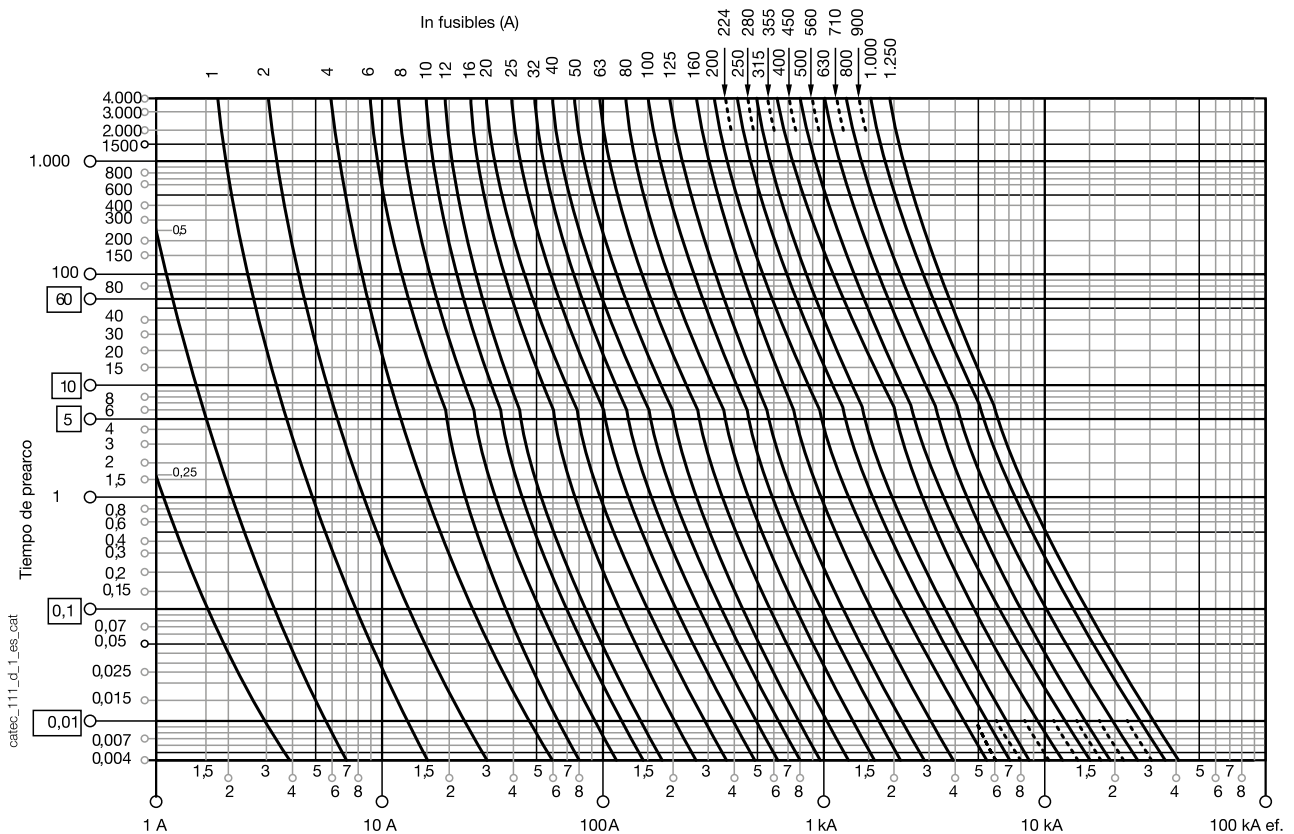


Diagrama de limitación de las intensidades térmicas



Características de funcionamiento tiempo / intensidad

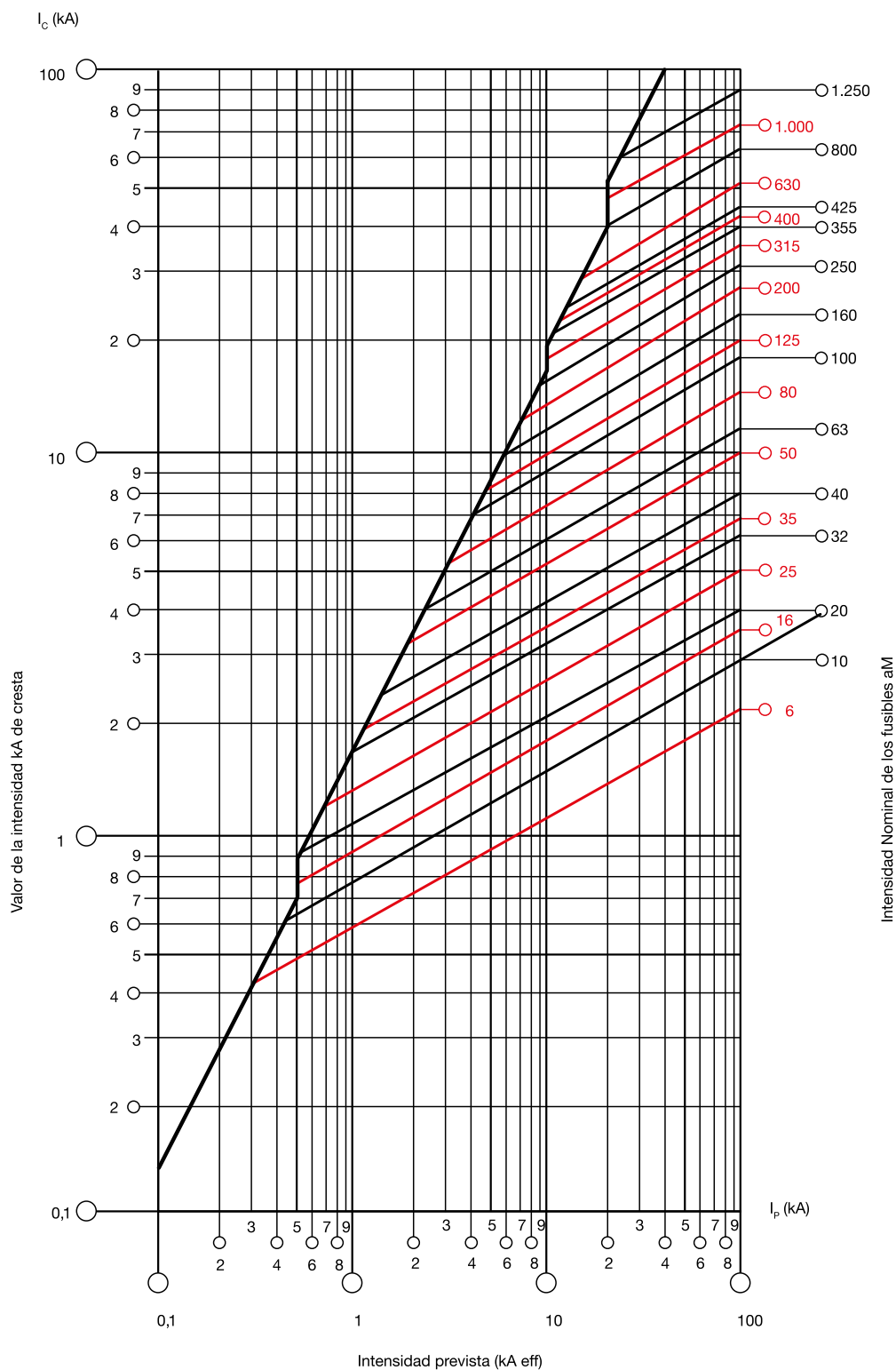


Fusibles industriales

Curvas gG y aM
de 0,16 a 1250 A

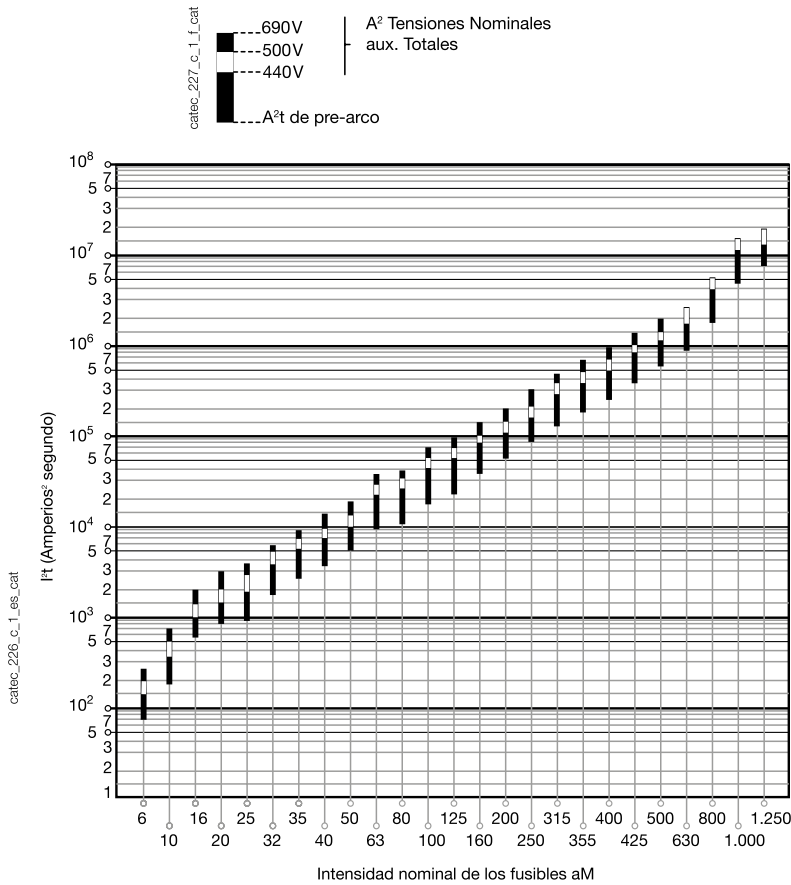
Curvas características de los fusibles NF y NH de tipo aM

Diagrama de limitación de las intensidades



cathec_114_g_1_es_cat

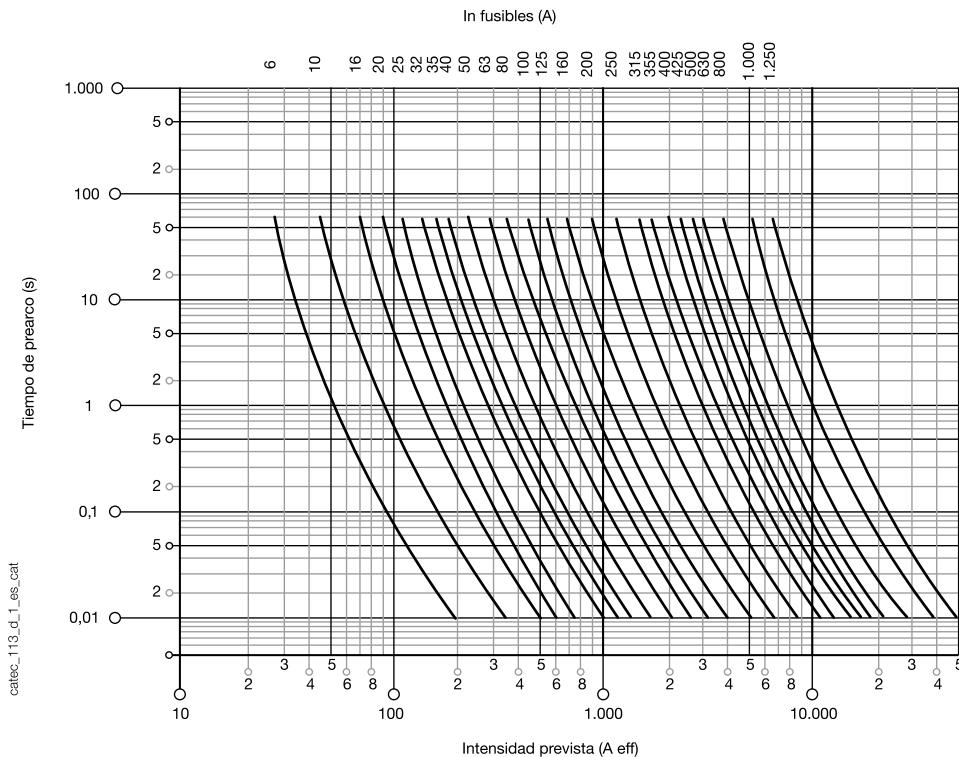
Diagrama de limitación de las intensidades térmicas



Potencia disipada sin percutor (W)

Intensidades asignadas de empleo In (A)	Talla de los fusibles						
	000	00	0/0S	1 2 3 4			
6	0,33	0,42					
10	0,52	0,67					
16	0,81	0,98					
20	0,92	1,04					
25	1,08	1,17					
32	1,42	1,67					
35	1,58	1,72					
40	1,68	1,91					
50		2,28	2,51				
63		2,9	3,35	3,2			
80		4,19	4,93	4,6			
100		5,09	5,72	5,7			
125		6,29	7,30	6,98	7,6		
160		7,73	9,50	9,2	9,7		
200			12,3	13,7	13,9		
224				14,0	14,0		
250				15,3	17,0		
315					26,0	20,6	18,8
355					25,2	23,9	
400					29,3	26,5	23,5
425						28,3	
500						35,8	34
630						56,9	49
800							70
1000							80
1250							108

Características de funcionamiento tiempo / corriente



Hoja de características del producto A9N18559

Características

Bloque diferencial Vigi C120 - 3P - 1000 mA - clase A si



Principal

Tipo de producto o componente	Add-on residual current devices
Nombre corto del dispositivo	Vigi C120
Número de polos	3P
Corriente nominal (In)	125 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad ante fugas a tierra	1000 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Selectivo
Clase de protección contra fugas a tierra	Type A-SI

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	230...415 V AC 50 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-1
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a IEC 60947-2
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Conexión eléctrica a MCB	Por tornillos
Pasos de 9 mm	10
Altura	95 mm
Anchura	171 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,5 kg
Color	Blanco

Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel rígido cableado(s) 1...50 mm ² max Terminales de tipo túnel Flexible cableado(s) 1...35 mm ² max
Longitud de cable pelado para conectar bornas	15 mm
Par de apriete	3.5 N.m

Entorno

Normas	EN 61009
Grado de protección IP	IP20
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...60 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Conforme - desde 1201 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC La referencia no contiene SVHC
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No necesita operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	Francia
----------------	---------

Garantía contractual

Warranty period	18 months
-----------------	-----------



Main

Range	Compact
Product name	Compact NSX
Product or component type	Circuit breaker
Device short name	Compact NSX160B
Device application	Distribution
Poles description	3P
Protected poles description	3t
Network type	AC
Network frequency	50/60 Hz
[In] rated current	160 A (40 °C)
[Ui] rated insulation voltage	800 V AC 50/60 Hz
[Uimp] rated impulse withstand voltage	8 kV
[Ue] rated operational voltage	690 V AC 50/60 Hz
Breaking capacity code	B (25 kA) AC
Breaking capacity	25 kA Icu at 380/415 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 15 kA Icu at 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 20 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 40 kA Icu at 220/240 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Ics] rated service breaking capacity	Ics 15 kA 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 Ics 20 kA 440 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 Ics 25 kA 380/415 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 Ics 40 kA 220/240 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
Suitability for isolation	Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60947-2
Utilisation category	Category A
Trip unit name	TM-D
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Trip unit protection functions	LI
Trip unit rating	160 A (40 °C)
Protection type	Overload protection (thermal)

Short-circuit protection (magnetic)

Pollution degree	3 conforming to IEC 60664-1
------------------	-----------------------------

Complementary

Control type	Toggle
Mounting mode	Fixed
Mounting support	Backplate
Upside connection	Front
Downside connection	Front
Mechanical durability	40000 cycles
Electrical durability	10000 cycles 440 V In/2 conforming to IEC 60947-2 15000 cycles 690 V In/2 conforming to IEC 60947-2 20000 cycles 440 V In conforming to IEC 60947-2 7500 cycles 690 V In conforming to IEC 60947-2
Connection pitch	35 mm
Local signalling	Positive contact indication
Long time pick-up adjustment type Ir	Adjustable
Long time pick-up adjustment range	0.7...1 x In
Long time delay adjustment type	Fixed
[Tr] long-time delay adjustment range	15 s 6 x Ir 120...400 s 1.5 x In
Short-time pick-up adjustment type I _{sd}	Fixed
[I _{sd}] short-time pick-up adjustment range	1250 A
Short-time delay adjustment type	Fixed
Height	161 mm
Width	105 mm
Depth	86 mm
Product weight	2.2 kg

Environment

Overvoltage category	Class II
Electrical shock protection class	Class II
Standards	EN/IEC 60947
Product certifications	EAC Marine CCC
IP degree of protection	IP40 conforming to IEC 60529
IK degree of protection	IK07 conforming to IEC 62262
Ambient air temperature for operation	-35...70 °C
Ambient air temperature for storage	-55...85 °C

Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
RoHS (date code: YYWW)	Compliant - since 0819 - Schneider Electric declaration of conformity Schneider Electric declaration of conformity
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold Reference not containing SVHC above the threshold
Product environmental profile	Available
Product end of life instructions	Available

Contractual warranty

Warranty period	18 months 18 months
-----------------	---------------------

CABLES DE BAJA TENSION EVAFLEX-80 Cu 450/750V

Conductor de cobre extra-flexible, Chaqueta de compuesto LS0H

Aplicaciones

En circuitos de baja tensión en instalaciones industriales, comerciales y domiciliarias interiores, en ambientes secos.

La aislación es de un compuesto LS0H, lo que permite su uso en lugares con gran concentración de público y donde, en situaciones de incendio se deseen cables que sean retardantes a la llama, no propagadores de incendios, no emisores de gases halógenos, con bajos humos y gases tóxicos o corrosivos.



Características:

- Simplificación en el montaje, menor tensión de tendido.
- Evitar el riesgo de daño físico del conductor durante la instalación.
- Menor tiempo de instalación y montaje.
- Ahorro sustancial en los costos del proceso de cableado y montaje.
- Menores radios de curvatura en tramos cortos, en curvas o codos.
- Temperatura de Servicio: 70°C.

Normas de fabricación y pruebas

La fabricación, métodos y frecuencias de prueba de estos cables están basados en la norma NTP 370.252 y en lo establecido en el Sistema de Gestión de Calidad General Cable Chile.

Las características especiales de los cables EVAFLEX-80 en condiciones de incendio son controladas de acuerdo a las siguientes normas y métodos:

- NTP 370.266 (Cables unipolares sin cubierta, con un compuesto termoplástico libre de halógeno).
- NTP IEC 60332-1 (Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-1: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Equipo de ensayo).
- NTP IEC 60332-3-24 (Métodos de ensayo para cables eléctricos sometidos al fuego. Parte 3-24: Ensayo de propagación vertical de la llama de cables en capas en posición vertical Categoría C).
- NTP IEC 61034-1 (Equipo de ensayo para medición de la densidad de los humos emitidos por los cables en combustión).
- NTP IEC 61034-2 (Medición de la densidad de humos emitidos por cables en combustión).
- NTP IEC 60754-1 (Determinación de gas halógeno - ácido).
- NTP IEC 60754-2 (Medición de PH y la conductividad).

Construcción

Conductor : Cable de cobre blando extra-flexible, cableado clase 5.
Aislación : Compuesto termoplástico LS0H y retardante a la llama.
Embalaje : rollos en bolsas de 100 m, carretes a partir de calibre 10 mm².

SISTEMA DE GESTION CERTIFICADO ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001

Marca del cable

GENERAL CABLE EVAFLEX-80 H07Z1-K TYPE 2 (AS) [calibre mm²] 450/750V EVA 70°C CERT.E-021-14-3854 HECHO EN CHILE

Temperaturas de Operación

- Servicio normal : 70°C
- Emergencia : 130°C
- Cortocircuito : 150°C

Cuadro de Características Técnicas

Calibre mm ²	Ø Conductor Aprox. mm	Espesor nominal Aislación mm	Ø Total Aprox. mm	Peso Total Aprox. kg/km	Radio de Curvatura mín mm	Resistencia Eléctrica DC 20°C ohm/km	Capacidad de Corriente a 30°C Temp. ambiente [A]
1,5	1,5	0,7	3,0	19	20	13,3	15
2,5	2,0	0,8	3,7	30	25	7,98	21
4	2,4	0,8	4,0	43	25	4,95	26
6	3,0	0,8	4,6	61	30	3,30	35
10	4,0	1,0	6,0	106	40	1,91	46
16	5,1	1,0	7,1	163	45	1,21	62
25	6,3	1,2	8,8	250	55	0,780	81
35	7,4	1,2	9,8	336	60	0,554	99
50	8,8	1,4	11,7	474	70	0,386	118
70	10,7	1,4	13,5	673	80	0,272	184
95	12,2	1,6	15,5	860	95	0,206	223
120	13,9	1,6	17,2	1.095	105	0,161	259
150	15,4	1,8	19,1	1.394	115	0,129	299
185	17,4	2,0	21,5	1.663	125	0,106	342
240	19,6	2,2	24,1	2.225	145	0,0801	403

LOS VALORES AQUÍ INDICADOS SON APROXIMADOS Y ESTAN SUJETOS A TOLERANCIAS DE FABRICACION

SISTEMA DE GESTION CERTIFICADO ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001

CAMINO A MELIPILLA 6307
CASILLA 100 - CERRILLOS
SANTIAGO - CHILE

MESA CENTRAL:
FONO: (56-2) 2422.20.00

GERENCIA COMERCIAL:
FONO: (56-2) 2422.22.00

ANEXO

Pliego de condiciones IDAE

**Instalaciones de
Energía Solar Fotovoltaica**

**Pliego de Condiciones Técnicas de
Instalaciones Conectadas a Red**

PCT-C-REV - julio 2011

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	8
3.2 Instalación	8
3.3 Módulos	9
3.4 Integración arquitectónica	10

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización	11
4.3 Integración arquitectónica	11

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos	12
5.3 Estructura soporte	14
5.4 Inversores	15
5.5 Cableado	16
5.6 Conexión a red	17
5.7 Medidas	17
5.8 Protecciones	17
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	17
5.11 Medidas de seguridad	17

6 Recepción y pruebas

7 Cálculo de la producción anual esperada

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades	21
8.2 Programa de mantenimiento	21
8.3 Garantías	22

Anexo I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3 En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

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

3.1.3 Irradiación

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

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

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

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

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

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

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

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

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

3.2.5 Interruptor general

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

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 *Rama fotovoltaica*

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

3.2.8 *Inversor*

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

3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

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

3.3 Módulos

3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 *Módulo o panel fotovoltaico*

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

3.3.4 *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

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

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

3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 *TONC*

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

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 *Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos*

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 *Revestimiento*

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 *Cerramiento*

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 *Elementos de sombreado*

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

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

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispira “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

4.2.3 El sistema de monitorización sera fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
- Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

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

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

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

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
- Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

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

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

- 8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
 - Mantenimiento preventivo.
 - Mantenimiento correctivo.
- 8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
 - La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
 - Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

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

8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- 8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- 8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

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

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.