



Escola Universitària
Politécnica de Mataró

Ingeniería Técnica Industrial: Especialidad Electrónica Industrial

DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 100 kW
PROYECTO DE INVERSIÓN / IMPACTO AMBIENTAL

**OSCAR MOLINA BOZA
SALVADOR ALEPUZ MENÉNDEZ**

PRIMAVERA 2009

RESUMEN

El proyecto consiste en el diseño de un parque solar fotovoltaico de 100 kW con conexión a red utilizando una estructura soporte de inclinación variable, entre 20° y 55°. El parque solar se ha situado en una parcela de 2.000 m², que pertenece al término municipal de Xerta, en la provincia de Tarragona.

La dimensión del parque permite generar 115.500 Wp de potencia, y está constituido por 700 paneles de 165 Wp de potencia nominal unitaria, conectándose 20 paneles en serie y un total de 35 filas en paralelo. Los valores de tensión y corriente continua de entrada en el inversor son 860 V y 178,85 A, respectivamente. Un inversor con una potencia nominal de 100 kW convertirá la tensión y corriente generada de continua a alterna. El centro transformador trabajará con la relación 420V/36kV para inyectarla a la red de distribución.

La viabilidad económica vendrá determinada por los 193.447 kW/h generados anualmente.

El estudio de viabilidad económica se determina a una vida útil de la instalación de 25 y 30 años, considerando una financiación bancaria del 80% de la inversión inicial.

La inversión inicial asciende a 464.888 €, siendo el tiempo de retorno de 9 años para una inversión de 25 años, un VAN de 380.499,11 € y una TIR del 18,13%. En el caso de optar por una inversión a 30 años, se consigue la misma tasa de tiempo de retorno en 9 años, un VAN de 418.674,68 € y una TIR del 18,27%.

Tras el estudio de viabilidad económica, se concluye como un proyecto viable.

RESUM

El projecte consisteix en el disseny d'un parc solar fotovoltaic de 100kW amb connexió a xarxa utilitzant una estructura de suport d'inclinació variable, entre 20° i 55°. El parc solar s'ha situat en una parcel·la de 2.000 m², que pertany al terme municipal de Xerta, a la província de Tarragona.

La dimensió del parc permet produir 115.500 Wp de potència, essent necessaris 700 panells de 165 Wp de potència nominal unitaria, connectant 20 panells en sèrie i un total de 35 fileres en paral·lel. Els valors de tensió i corrent continua d'entrada a l'inversor es de 860 V i 178,85 A, respectivament. Un inversor amb una potència nominal de 100 kW convertirà la tensió i intensitat generada de contínua a alterna. El centre transformador treballarà amb una relació 420V/25kV per injectarla a la xarxa de distribució.

La viabilitat econòmica vindrà determinada per els 193.447 kW/h generats anualment.

L'estudi de viabilitat econòmica es determinarà a una vida útil de la instal·lació de 25 i 30 anys, considerant-se una financiació bancària del 80% de la inversió inicial.

L'inversió inicial és de 464.888 €, on el temps de retorn es de 9 anys per a una inversió de 25 anys, un VAN de 380.499,11 € i una TIR del 18,13%. En el cas d'optar per una inversió a 30 anys, s'aconsegueix la mateixa taxa de temps de retorn de 9 anys, un VAN de 418.674,68 € i una TIR del 18,27%.

Es pot concluir, una vegada vist l'estudi de viabilitat econòmica, com a un projecte viable.

ABSTRACT

The project consists to design a grid-connected solar photovoltaic park with a size of 100 kW, using a variable support structure, in this case at 20 ° and 55 °. The solar park is situated on a municipal plot in the town of Xerta which is located within the province of Tarragona. The solar park will be using 2,000 m² of this plot.

The dimension of the park is designed to generate 115,500 Wp of power which needs 700 panels, each with a power rating of 165 Wp, 20 panels connected in a series and a total of 35 parallel rows. The values of DC input voltage and intensity to the inverter are 860 V and 178.85 A, respectively. An inverter with a power rating of 100 kW, which will transform the DC voltage to an AC current. The transformer will work with a ratio of 420V/25kV, that will be injected to the distribution network.

The economic feasibility will be determinate by the 193.447 kW/h annually generated.

The economic feasibility is set with a lifetime of the installation of 25 and 30 years, and considering a bank financing of 80%.

The initial investment amounts to € 464,888, while the return time for an investment of 25 years is 9 years, a VAN of € 380,499.11 and a TIR of 18.13%. In the case to opt for an investment in 30 years, you will get the same rate of return time in 9 years, a VAN of € 418,674.68 and a TIR of 18.27%.

Following this economic feasibility study, it is concluded that it is a viable project.

ÍNDICE

1. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	1
1.1. Propósito	1
1.2. Finalidad.....	1
1.3. Alcance.....	1
2. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	3
2.1. Principio de funcionamiento	3
2.2. Curva característica de una célula.....	5
2.3. Proceso de radiación en un día solar	7
2.4. El parque solar fotovoltaico	9
2.5. La ventana de la oportunidad: aquí y ahora	10
3. PROYECTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	11
3.1. Ubicación y emplazamiento: Irradiación solar en España	11
3.2. Irradiación solar de la ubicación del terreno	14
3.3. Placas solares	18
3.3.1. Estructura de sujeción e inclinación	21
3.4. Inversor	22
3.5. Tensiones de trabajo, corriente continua (C.C.) y corriente alterna (C.A.)	25
3.6. Centro transformador	29
3.7. Protecciones	30
3.8. Protección contra contactos directos Placas solares.....	30
3.9. Protecciones de C.C. y C.A.....	31
3.10. Separación galvánica.....	31
3.11. Protección contra contactos indirectos.....	31
3.12. Protección contra rayos e instalaciones de puesta a tierra	32
3.13. Puesta a tierra	32
3.14. Cableado.....	32
3.14.1. Interconexión paneles.....	33

3.14.2. Red de B.T. en C.C.....	34
3.14.3. Red de B.T. en C.A.	35
3.14.4. Red de MT en C.A.....	35
3.15. Fusibles	37
3.16. Armario de protecciones	37
3.17. Magnetotérmico	38
3.18. Interruptor diferencial	38
3.19. Rendimiento energético	38
3.20. Energía anual producida.....	40
4. IMPACTO AMBIENTAL.....	43
4.1. Mejora del efecto invernadero para reducir la emisión de gases a la atmósfera, en especial el CO ₂	43
5. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN.....	47
6. CONEXIÓN A RED: TRÁMITES ADMINISTRATIVOS.....	51
7. ESTUDIO ECONÓMICO Y PRESUPUESTO.....	53
7.1. Presupuesto	54
7.2. Análisis de la rentabilidad.....	55
7.3. Financiación	55
7.4. Inversión.....	55
7.5. Previsión de ingresos.....	57
7.6. Previsión de gastos.....	57
7.7. Resultado bruto de explotación.....	59
7.8. Resultado neto de explotación	59
7.9. Beneficio antes de impuestos	59
7.10. Payback	59
7.11. Valor neto añadido (VAN).....	60
7.12. Tasa interna de retorno (TIR).....	60

7.13. Conclusión/Resumen económico	60
8. CONCLUSIONES	71
9. BIBLIOGRAFIA	73
10. DIRECCIONES URL CONSULTADAS.....	75
11. ANEXO.....	77

ÍNDICE FIGURAS

Figura 2.1. Curva característica de la célula fotovoltaica	5
Figura 2.2. Pérdidas de resistencia, aumento de la intensidad	5
Figura 2.3. Área máxima de producción de potencia de la célula	5
Figura 2.4. Punto de máximo trabajo de la célula	5
Figura 2.5. Curva I-V para distintas intensidades de iluminación	6
Figura 2.6. Ángulos de inclinación solar/PF	7
Figura 2.7. Energía producida a lo largo del día	8
Figura 3.1. Irradiación solar en España (Instituto Nacional de Meteorología)	11
Figura 3.2. Ubicación territorial del futuro parque fotovoltaico	12
Figura 3.3. Ubicación terreno del futuro parque fotovoltaico	12
Figura 3.4. Terreno del futuro parque fotovoltaico	13
Figura 3.5. Actual estado del terreno y clase de cultivo	13
Figura 3.6. Estructura de sujeción y graduación de inclinación de las placas FV	21
Figura 3.7. Proceso de inclinación de la estructura de sujeción de las placas FV	22
Figura 7.1. Beneficios después de impuestos y flujos financieros netos anuales a 25 años	61
Figura 7.2. Beneficios después de impuestos y flujos financieros netos anuales a 30 años	65

ÍNDICE TABLAS

Tabla 3.1. Irradiación solar global diaria - superficies inclinadas (MJ/m ² /día)	15
Tabla 3.2. Características técnicas de los paneles fotovoltaicos Sky Global CRM1-65S	20
Tabla 3.3. Características técnicas del inversor Sunny Central SC 100 Outdoor	24
Tabla 3.4. Resumen totalidad elementos de la instalación de 100 kW	28
Tabla 3.5. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente y con corriente alterna, de los cables con conductores de aluminio con aislamiento seco (EPR) .	36
Tabla 3.6. Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor. Cables de aislamiento seco	36
Tabla 3.7. Tabla resumen interconexión elementos de la instalación	37
Tabla 3.8. Dimensiones armario de protecciones.....	38
Tabla 3.9. Energía anual producida de la instalación de 100 kW a diferentes inclinaciones de la estructura soporte.....	42
Tabla 7.1. Gastos de operación y mantenimiento	58
Tabla 7.2. Cálculos de financiación y viabilidad para los primeros 6 años para un período de análisis de 25 años	62
Tabla 7.3. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 7 a 15 para un período de análisis de 25 años	63
Tabla 7.4. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 16 a 25 para un período de análisis de 25 años	64
Tabla 7.5. Cálculos de financiación y viabilidad para los primeros 6 años para un período de análisis de 30 años	66
Tabla 7.6. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 7 a 17 para un período de análisis de 30 años	67
Tabla 7.7. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 18 a 30 para un período de análisis de 30 años	68

1. OBJETIVO DEL PROYECTO

1.1 Propósito

Proyecto y estudio de viabilidad de un parque fotovoltaico de 100 kWp en una localidad de la provincia de Tarragona para la generación y venta de energía eléctrica a red.

1.2 Finalidad

Venta de la energía eléctrica generada por el parque fotovoltaico a la compañía de distribución eléctrica correspondiente de la zona.

1.3 Alcance

Se realiza el análisis de viabilidad técnico-económico, así como el proyecto del parque solar fotovoltaico, constituido desde los paneles fotovoltaicos hasta su conexión a red eléctrica. La dimensión de 100 kW corresponde al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, por el que se establece la tarificación de energía eléctrica producida mediante tecnología solar fotovoltaica correspondientes a instalaciones inferiores o iguales a 100 kW de suministro para el año 2009.

La ejecución y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica no forma parte del alcance del proyecto.

2. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La potencia de la irradiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es alrededor a los 1.000 W/m² en la superficie terrestre.

España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de países europeos, ya que sobre cada m² de su suelo inciden al año unos 1.500 kW/h de energía.

2.1. Principio de funcionamiento

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la luz del sol para producir energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas.

La inmensa mayoría de células solares que se comercializan actualmente están fabricadas con silicio. El proceso de fabricación se podría esquematizar de la siguiente manera:

- El silicio de arena debe purificarse, para lo cual se funde a una temperatura de unos 1.400 °C, se eliminan las impurezas y se deja cristalizar formando un bloque de silicio puro cristalizado. Este bloque se corta en finas capas de menos de medio milímetro, llamadas obleas, que se pulen y se tratan químicamente.
- Posteriormente estas obleas se dopan ligeramente con fósforo por una cara y con boro por la otra. De esta forma se crean dos zonas en la oblea, llamadas respectivamente zona n y zona p. La descompensación de electrones causada por la introducción en el silicio de estas impurezas origina la aparición de un campo eléctrico en la región de unión de ambas zonas. Esta disposición característica, junto a los contactos que se disponen en ambas caras de la oblea y una capa antirreflectante para aumentar el porcentaje de la energía solar absorbida, dan lugar a la célula solar o célula fotovoltaica.
- El mencionado campo eléctrico es el que hace posible que los electrones tiendan a moverse siempre en una dirección determinada cuando reciben la suficiente energía para escaparse de la célula. Esta energía es proporcional a los fotones que chocan con los electrones libres que hay en

el silicio. La corriente de electrones es recogida a través de un circuito externo, mediante la conveniente disposición de contactos metálicos en ambas caras de la célula.

- Los contactos metálicos son distintos en las dos caras. En la cara n deberán ser lo más estrechos posible, con el fin que tapen poca superficie de la célula, ya que si no impedirían la llegada de luz sobre la parte activa de ésta. Pero por otra parte, no han de ser tan estrechos que aumenten demasiado su resistencia, por lo que tienen forma de parrilla. En la parte p el contacto metálico cubre toda la superficie.

Las células se montan en serie sobre paneles o módulos fotovoltaicos para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión y otra parte por transmisión. El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflectante aumenta la eficacia de la célula. La célula de silicio, según se trate en su proceso de fabricación, puede derivar en tres tipos:

- Célula monocristalina.
- Célula policristalina.
- Célula de silicio amorfo.

El conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados se denomina “parque fotovoltaico”. Lo que se obtiene de un parque fotovoltaico al incidir la luz, es una tensión y una corriente eléctrica continua, es decir un polo positivo (+) y otro negativo (-).

Mediante un convertidor electrónico de potencia, denominado inversor, se puede acondicionar la potencia eléctrica obtenida del parque fotovoltaico y modificarla de manera que sea igual que la que circula por las líneas de baja tensión que alimentan nuestras viviendas, industrias y servicios. Esta operación es muy rentable económicamente gracias a las subvenciones o primas por la venta de electricidad.

Por último, tenemos las aplicaciones singulares, dedicadas a la alimentación energética de objetos, desde satélites artificiales a relojes y calculadoras.

2.2. Curva característica de una célula

I_{cc}: Intensidad en corto circuito

V_{oc}: Tensión en circuito abierto

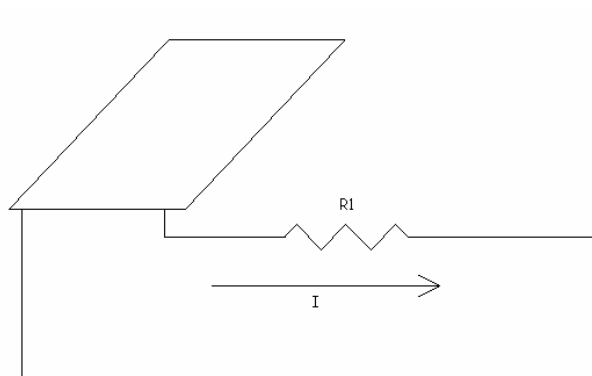
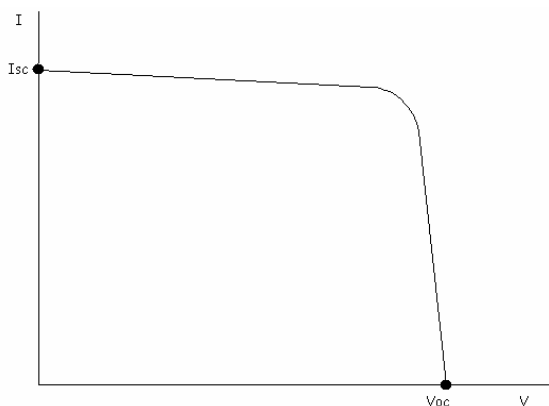


Figura 2.1/2.2. Curva característica de la célula fotovoltaica. Pérdidas de resistencia, aumento de la intensidad.

Cuando disminuye la R_l, aumenta la I.

$$P = V \times I$$

La V_p es el punto donde se va a obtener la mayor área, por lo tanto la mayor potencia pico:

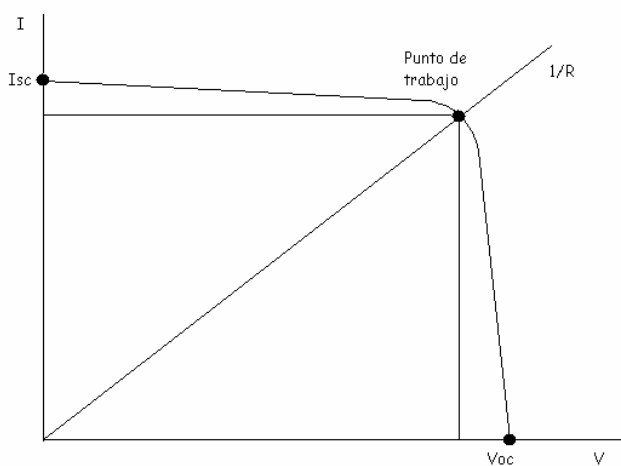
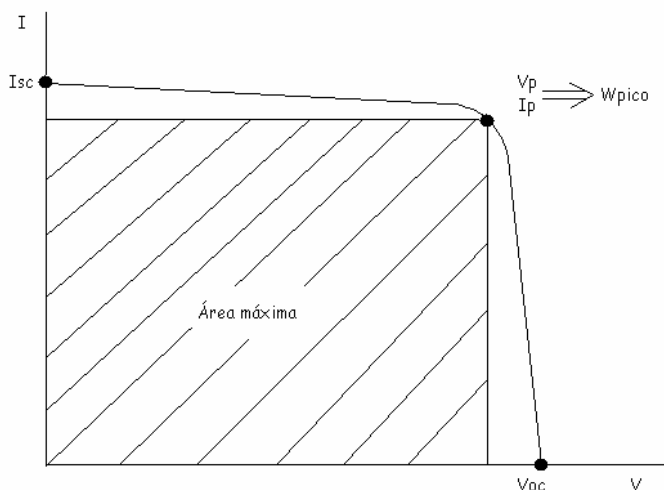


Figura 2.3/2.4. Área máxima de producción de potencia de la célula. Punto de máximo trabajo de la célula.

Por lo tanto, si $V = I \times R$ tendremos como resultado $I = V/R$. Esto significa que si la resistencia aumenta debido a un aumento de temperatura, la intensidad proporcionada disminuirá.

Este punto de trabajo ha de ser el que nos marque la tensión que hemos de suministrar al inversor, por lo tanto la tensión en circuito abierto (V_{oc}) ha de ser mayor que la tensión de pico (V_p).

Si se aumenta la intensidad de iluminación se aumentará la corriente generada de manera proporcional pero, a partir de cierto valor, las caídas óhmicas debidas a las resistencias serie de la célula no se pueden despreciar y baja su rendimiento.

Como muestra la figura 2.5 la intensidad que genera el panel aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante. En este sentido tiene mucha importancia la colocación de los paneles (su orientación e inclinación respecto a la horizontal), ya que los valores de la radiación varían a lo largo del día en función de la inclinación del sol respecto al horizonte.

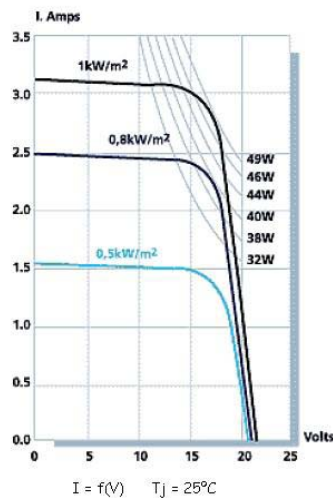


Figura 2.5. Curva I-V para distintas intensidades de iluminación.

2.3. Proceso de radiación en un día solar

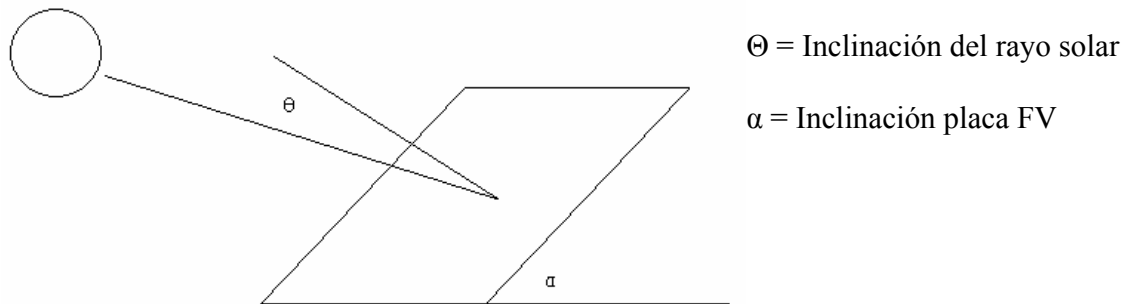


Figura 2.6. Ángulos de inclinación solar/panel fotovoltaico.

Durante el día cambia la radiación proporcionada a la placa fotovoltaica, la temperatura de la célula y la inclinación del rayo solar.

Existen tres tipos de radiación solar:

- **Radiación directa:** Constituida por los haces de rayos que se reciben en línea recta por el Sol.
- **Radiación difusa:** Procedente de todo el cielo excluyendo el disco solar y debido a los rayos no directos y dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor.
- **Radiación del albedo:** Procedente del suelo y debida a la reflexión de la radiación incidente en él.

Un seguidor solar, aprovecha al máximo la irradiación a lo largo del día manteniendo la inclinación del rayo solar óptima, pero aún así la irradiación varía y la temperatura de la célula también.

Esta es la figura de energía producida durante el paso del día:

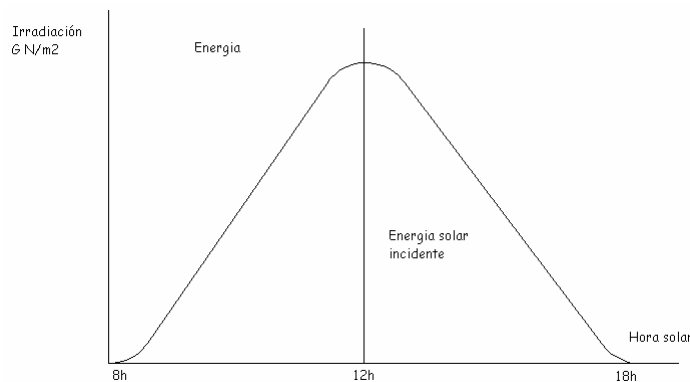


Figura 2.7. Energía producida a lo largo del día.

El punto máximo de generación de energía de 1.000 W/m^2 se consigue muy pocas veces, por eso siempre tendremos un porcentaje de diferencia de energía producida con respecto a la teoría.

Teniendo en cuenta el principio de funcionamiento de las células fotovoltaicas, proceso de fabricación y tipos de células existentes, disponemos de la posibilidad de elección en el mercado de diferentes placas fotovoltaicas en función de su rendimiento:

- Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de silicio muy puro, que se refunde en un crisol junto con una pequeña proporción de boro. Una vez que el material se encuentra en estado líquido se le introduce una varilla con un "cristal germen" de silicio (método Czochralsky), que se va haciendo recrecer con nuevos átomos procedentes del líquido, que quedan ordenados siguiendo la estructura del cristal. De esta forma se obtiene un monocristal dopado, que luego se corta en obleas de aproximadamente 3 décimas de milímetro de grosor. Estas obleas se introducen después en hornos especiales, dentro de los cuales se difunden átomos de fósforo que se depositan sobre una cara y alcanzan una cierta profundidad en su superficie. Posteriormente, y antes de realizar la serigrafía para las interconexiones superficiales, se recubren con un tratamiento antirreflexivo de bióxido de titanio o zirconio. Estas células teóricamente poseen una mayor duración, y su eficiencia ronda entre el 16% y el 19%. De forma general son de color negro y su precio es más elevado.

- Las células policristalinas tienen una fabricación técnicamente de mayor facilidad, produciendo con ello un coste menor que las monocristalinas y consiguiendo a su vez unos rendimientos nada despreciables (entre el 13% y el 15%). Pese a tener una duración teórica menor, su uso ha sido recomendado por diversos especialistas para zonas de altas temperaturas ambientales. Tienen un color cian rasgado, mostrando los diversos cristales de los que está compuesta. En las células policristalinas, en lugar de partir de un monocristal, se deja solidificar lentamente sobre un molde la pasta de silicio, con lo cual se obtiene un sólido formado por muchos pequeños cristales de silicio, que pueden cortarse luego en finas obleas policristalinas.
- Las células de silicio amorfo poseen eficiencias muy inferiores a las mencionadas anteriormente, alrededor de un 6%. Suelen ser utilizadas en pequeños aparatos electrónicos y ahora están empezando a utilizarse en grandes instalaciones donde la superficie no es un factor importante en la instalación. Se construyen a base de evaporar encima de un cristal, en una cámara de efluvios, el material semiconductor o fotoreactivo y colocar un par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes.

2.4. El parque solar fotovoltaico

El parque solar es una parcela de terreno usada por uno o más propietarios y permite a diferentes personas tener en una misma área o parcela de terreno sus propias **instalaciones de energía solar fotovoltaica**, que pueden estar conectadas a la red para la venta de la electricidad generada, compartiendo el terreno, infraestructura, mantenimiento y pudiendo reducir costes de instalación, vigilancia, etc.

Cada inversor posee un contador individual de producción eléctrica, la cual suele ser visible en tiempo real desde internet para poder contabilizar sus ganancias.

Los parques solares suelen estar instalados en puntos de muy alta radiación solar y con gran cantidad de horas de sol, con la finalidad de obtener una elevada producción de energía eléctrica y por tanto rentabilidad.

La vida útil de este tipo de instalaciones suele ser de unos 40 años y actualmente, la producción de electricidad a partir de energía solar dispone de unas atractivas retribuciones por parte de las

administraciones, de manera que resulta una inversión atractiva y fiable para promotores ya que en nuestro país, las retribuciones están garantizadas por ley durante 25 años.

2.5. La ventana de la oportunidad: aquí y ahora

Con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno, en los que destacan la garantía de la seguridad y calidad del suministro energético y el respeto al medio ambiente, y con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional (*Protocolo de Kyoto, Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión*), y a los establecidos por la Unión Europea, se elaboró el **Plan de Energías Renovables 2005 – 2010** y el **Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética**, ambos aprobados por el Consejo de Ministros en el año 2005.

Según se establece en el **Plan de energías renovables (PER) 2005 - 2010** el 12,1% del consumo global de energía en 2010 será abastecido por fuentes renovables, que contribuirán a la producción eléctrica del 30,3% del consumo bruto de electricidad y participarán en la aportación de un consumo de biocarburantes del 5,83% sobre el consumo de gasolina y gasóleo para el transporte.

El PER ha sido elaborado con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno, que son la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente, y con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional.

El fuerte crecimiento de la intensidad energética de los últimos años ha sido una razón adicional de peso a la hora de elaborar el nuevo Plan.

La ubicación del terreno será en la Comarca del Baix Ebre - Tarragona – Término municipal de Xerta.

Se dispone de un terreno de 24.470 m². El terreno en donde se ejecutarán los trabajos se sitúa en una parcela con calificación urbanística de suelo no urbanizable y son complementarios a un proyecto de parque solar fotovoltaico.

Sus características de orientación son aptas, sin sombras apreciables y orografía plana, una vez realizado el movimiento de tierras previo al presente estudio.



Figura 3.2. Ubicación territorial del futuro parque fotovoltaico.



Figura 3.3. Ubicación terreno del futuro parque fotovoltaico.



Figura 3.4. Terreno del futuro parque fotovoltaico.

A continuación se detalla el uso de la parcela mediante una tabla con datos que provienen de la oficina virtual del catastro y contrastados con el sistema de información geográfica de parcelas agrícolas:

RECINTO	CLASE CULTIVO	SUPERFICIE (m ²)	INTENSIDAD PRODUCTIVA
1	Olivos Secano 01	24.470	01



Figura 3.5. Actual estado del terreno y clase de cultivo.

Los trabajos ha realizar se estructuran sobre la base de los siguientes puntos:

- Trabajos de excavación para acondicionamiento del terreno con la realización de nivelación del terreno para pendiente óptima; actuaciones a realizar:
- Reconstrucción de un local preexistente para instalaciones y mantenimiento del futuro parque solar fotovoltaico.
- Acondicionamiento de la edificación preexistente como almacén complementario.
- Cierre perimetral de la parcela.

La construcción auxiliar para un local de instalaciones y mantenimiento tiene una superficie construida de 41,60 m².

Su superficie útil total es de 35,9 m².

Distribuidos en:

- Armario protecciones en inversor: 6 m²
- Lavabo, vestuario: 5,25 m²
- Zona de almacén: 24,65m²

3.2. Irradiación solar de la ubicación del terreno

La irradiación solar de la ubicación del parque fotovoltaico, proporcionará la futura generación de energía fotovoltaica de la instalación. Se han de obtener unos valores fiables y contrastados de irradiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m²/dia), para poder determinar la inclinación idónea de los paneles (ver apartado 3.20 Energía anual producida). Los MJ/m²/dia que incidan sobre la placa producirán W/h hacia el inversor. Con la intención de evaluar la radiación solar media de incidencia en la zona donde se proyecta la instalación se han tenido en cuenta los valores proporcionados por el Atlas de radiación solar en Cataluña. El observatorio con datos relevantes más cercanos se encuentra en Tarragona y se han considerado las tablas de radiación global diaria sobre superficies inclinadas de esta estación de medición.

La tabla 3.1 muestra los datos utilizados para dicha evaluación. La orientación de los módulos es de 0° (dirección sur) y su inclinación puede ser fija a 30° o variable (opción más probable) en función de la época del año:

- 20° de inclinación respecto la horizontal, desde abril a septiembre.
- 55° de inclinación respecto la horizontal, desde octubre a marzo.

Orientació: 0°													
Inclinació	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Des	Anual
0°	7,28	10,37	14,86	19,72	23,51	25,24	24,41	21,20	16,56	11,72	7,97	6,33	15,79
5°	8,26	11,37	15,78	20,38	23,86	25,42	24,67	21,73	17,39	12,67	8,93	7,28	16,50
10°	9,20	12,31	16,60	20,95	24,06	25,44	24,77	22,13	18,12	13,54	9,85	8,19	17,12
15°	10,09	13,17	17,33	21,39	24,11	25,31	24,72	22,42	18,73	14,34	10,70	9,05	17,63
20°	10,91	13,95	17,95	21,70	24,01	25,01	24,52	22,60	19,23	15,04	11,49	9,85	18,04
25°	11,67	14,64	18,46	21,87	23,84	24,59	24,22	22,63	19,61	15,66	12,21	10,59	18,35
30°	12,35	15,24	18,85	21,91	23,53	24,09	23,81	22,53	19,87	16,17	12,86	11,27	18,55
35°	12,95	15,74	19,13	21,81	23,08	23,46	23,25	22,29	20,00	16,58	13,41	11,87	18,64
40°	13,46	16,15	19,28	21,58	22,48	22,67	22,56	21,91	20,01	16,89	13,89	12,39	18,62
45°	13,89	16,45	19,31	21,21	21,75	21,75	21,72	21,40	19,90	17,09	14,27	12,83	18,47
50°	14,23	16,64	19,23	20,71	20,88	20,70	20,76	20,75	19,66	17,18	14,56	13,19	18,21
55°	14,47	16,73	19,02	20,09	19,89	19,53	19,67	19,98	19,30	17,16	14,75	13,46	17,84
60°	14,62	16,70	18,69	19,34	18,78	18,29	18,47	19,08	18,82	17,04	14,85	13,64	17,36
65°	14,66	16,57	18,25	18,48	17,62	17,03	17,28	18,08	18,22	16,80	14,85	13,73	16,80
70°	14,62	16,34	17,69	17,51	16,40	15,67	15,98	16,98	17,51	16,46	14,75	13,72	16,13
75°	14,47	15,99	17,02	16,43	15,10	14,23	14,60	15,84	16,70	16,01	14,56	13,63	15,38
80°	14,23	15,55	16,25	15,28	13,71	12,71	13,14	14,61	15,79	15,47	14,27	13,44	14,53
85°	13,90	15,01	15,38	14,08	12,25	11,21	11,62	13,30	14,78	14,83	13,89	13,17	13,61
90°	13,47	14,37	14,42	12,80	10,75	9,77	10,19	11,93	13,69	14,09	13,42	12,81	12,63

Tabla 3.1. Irradiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m²/dia) de la zona.

Se adjunta también estudio de radiación basado en el sistema de información geográfica fotovoltaica del instituto Joint Research Centre (JRC) avalado por la unión europea para contrastar los datos. Mediante el presente informe, se obtiene la irradiación exacta de la zona. Este dato, puesto que está avalado por una firma homologada a nivel internacional, será el dato de referencia para la inserción en la hoja de cálculo que analiza los datos económicos del proyecto y en consecuencia el plan de negocio del mismo. Este organismo podría asimilarse como una empresa certificadora que garantiza que los resultados empleados son válidos y ciertos para el uso en cualquier tipo de análisis técnico/económico del proyecto.

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 40°32'34" North, 0°18'32" East, Elevation: 208 m a.s.l.,

Nearest city: Vinaros, Spain (17 km away)

Nominal power of the PV system: 100 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature: 15.2% (using local ambient temperature)

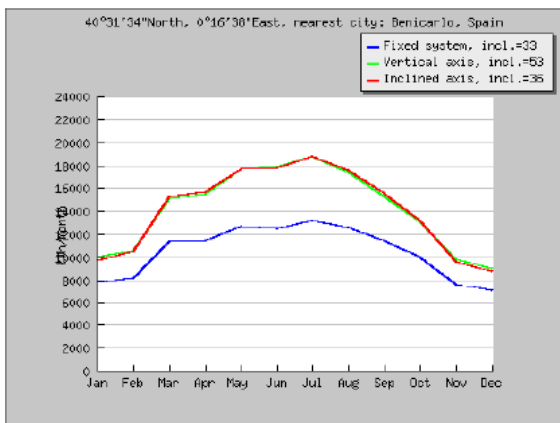
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.7%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

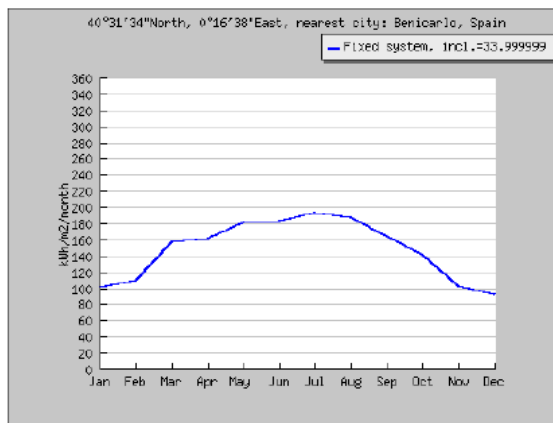
Combined PV system losses: 29.0%

Fixed system: inclination=34 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	237.00	7360	3.12	96.6
Feb	281.00	7870	3.78	106
Mar	357.00	11100	4.95	154
Apr	377.00	11300	5.33	160
May	410.00	12700	5.90	183
Jun	421.00	12600	6.17	185
Jul	427.00	13200	6.31	196
Aug	407.00	12600	6.02	187
Sep	374.00	11200	5.40	162
Oct	313.00	9700	4.40	136
Nov	242.00	7270	3.26	97.7
Dec	215.00	6660	2.80	86.9
Year	339.00	10300	4.79	146
Total for year		124000		1750

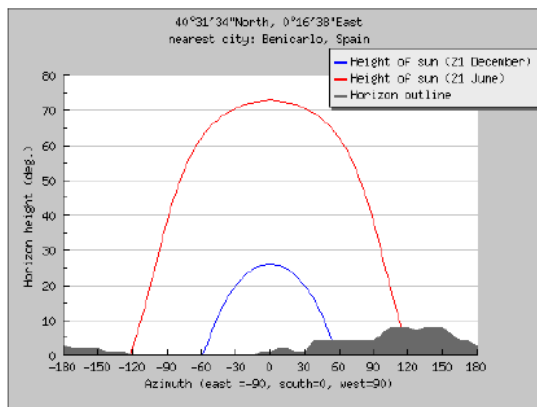
Vertical axis tracking system optimal				
inclination=53°				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	317.00	9820	4.00	124
Feb	372.00	10400	4.77	134
Mar	478.00	14800	6.27	194
Apr	509.00	15300	6.74	202
May	571.00	17700	7.64	237
Jun	595.00	17900	8.10	243
Jul	603.00	18700	8.29	257
Aug	559.00	17300	7.72	239
Sep	503.00	15100	6.82	205
Oct	416.00	12900	5.56	172
Nov	322.00	9670	4.16	125
Dec	286.00	8870	3.60	112
Year	461.00	14000	6.15	187
Total for year		168000		2240



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

3.3. Placas solares

Para la elección del panel solar fotovoltaico, se tienen en consideración cuatro puntos básicos muy importantes:

1. Se busca una relación precio/Wp del panel razonable. Existe una gran diversidad a nivel de potencia máxima proporcionada (Wp) de los paneles. Según norma UNE-EN 61215:2005 y Método de Seguridad Eléctrica de CENER para Módulos fotovoltaicos y avaladas por el organismo TÜV en base a calidad de fabricación, un gran porcentaje de marcas cumplen la norma para entrar al mercado. Si se hace una búsqueda en el mercado, el abanico de potencias pico suministradas por un panel fotovoltaico es muy amplio, siempre adaptándose a los diferentes requisitos del mercado. Se pueden encontrar desde 5 Wp, pasando por 43 Wp, 165 Wp o de hasta 300Wp. Se considera como punto de vista no recomendable para este proyecto seleccionar un panel con una alta potencia de pico, ya que a nivel de averías podría provocar un gran porcentaje de pérdidas/producción respecto a la instalación global. Una placa que suministre poca potencia pico, como por ejemplo 5 Wp, también será descartada dado que incrementará notablemente la superficie de terreno a instalar y costes como un mayor número de estructuras soporte a colocar. En base a estos criterios, se establece un rango de potencia pico del panel fotovoltaico de entre 165 Wp y 190 Wp para hacer su elección, valorando más positivamente los 165 Wp por posibles averías durante su período de trabajo y la relación precio/Wp actual.
2. Se selecciona un panel con células monocristalinas dado que son las que ofrecen mayor rendimiento, eficiencia o coeficiente de rendimiento de transformación de radiación solar en energía eléctrica y depende fundamentalmente de la intensidad de radiación luminosa y de la temperatura en las células del panel.
3. Otro punto a considerar, y quizás el más importante, es que existen marcas de paneles fotovoltaicos denominados “BANCABLES”. A día de hoy, en el cual para poder realizar una inversión de este tipo se tiene que depender de un apoyo económico/financiero por

parte de los bancos, éstos tienen estipulados diferentes grupos de marcas de fabricación de placas fotovoltaicas, las cuales les dan garantías de funcionamiento.

4. Otro punto a considerar es el porcentaje de la tolerancia sobre la potencia nominal suministrada. Una tolerancia de placa de entre +10/-5% como existe en el mercado, puede proporcionar más suministro de energía eléctrica del panel en base a la misma potencia pico, pero también puede proporcionar menos. En el caso de las placas SKY GLOBAL-CRM1-65S, el fabricante puede garantizar una tolerancia del $\pm 3\%$ (Ver Anexo, Ficha técnica del panel fotovoltaico), lo cual proporciona una regularidad, estabilidad y fiabilidad de la instalación. Además el fabricante puede asegurar en los primeros 12 años un rendimiento mayor o igual al 90% y en total para los 25 primeros años un rendimiento del 80%. En base al porcentaje de la tolerancia de la placa, se puede tener una producción de potencia del 93% los primeros 12 años. Por lo tanto, durante los primeros doce años la placa fotovoltaica podría suministrar entre 143,5 Wp y 153,5 Wp.

El parque solar que se proyecta dispondrá de las placas solares de las características que se detallan a continuación:

CARACTERÍSTICA	VALOR
Marca	SKY GLOBAL
Modelo	CRM1-65S
Tipo	Módulo solar de silicio cristalino
Potencia Máxima o de pico	165 Wp
Tensión en circuito abierto	43 V
Tensión Mpp máxima	35 V
Corriente CC	5,11 A
Corriente Mpp máxima	4,71 A
Longitud	1.580 mm
DIMENSIONES	
Longitud	1.580 mm
Ancho	808 mm
Espesor	46 mm
Peso	15 Kg

Tabla 3.2. Características técnicas de los paneles fotovoltaicos Sky Global CRM1-65S.

3.3.1. Estructura de sujeción e inclinación

Para poder instalar las placas se ha de utilizar una estructura de sujeción, el cual tenga la ventaja de adaptarse a las irregularidades del terreno a la hora de colocar las placas.

La inclinación con la que serán colocadas las placas fotovoltaicas puede variar a lo largo del año con el fin de optimizar la captación de energía, pero en ningún momento variará la superficie ocupada ni la altura del montaje. Se ha utilizar un soporte tipo “mástil” para que el movimiento del soporte a la hora de variar la inclinación sea lo más cómodo. En la siguiente figura se indica, en base a las placas seleccionadas, la distancia entre hileras de la instalación y la inclinación de las estructuras.

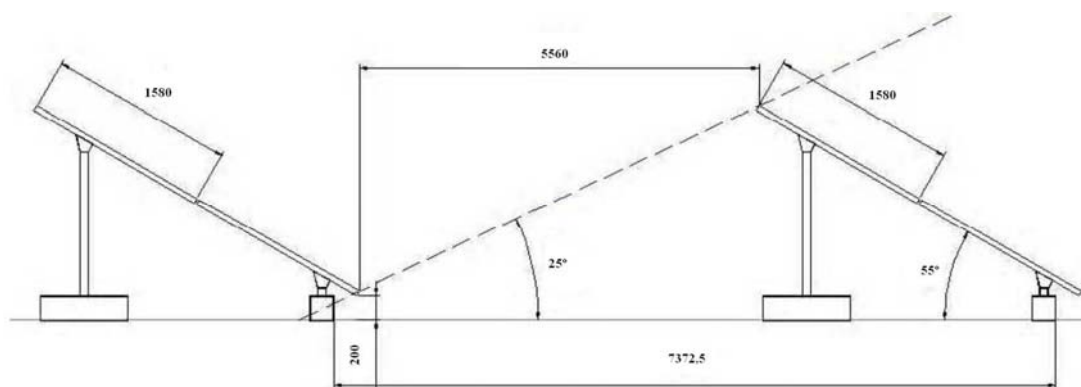


Figura 3.6. Estructura de sujeción y graduación de inclinación de las placas FV.

Se han de establecer las distancias mínimas entre filas de placas para obtener la mejor posición de estas y no provocar sombras ni pérdidas de espacio en la instalación. Para ello se han de tener en cuenta fundamentalmente la inclinación a la que vamos a someter a las placas y como no, las medidas de los módulos fotovoltaicos. Puesto que se dispone de dos ángulos de inclinación, y el de 55° sería el más desfavorable, los cálculos de dichas distancias se ejecutarán con estos 55° y 25° de incidencia de la irradiación solar en la zona en el 21 de diciembre que es el más desfavorable del año, como indica gráfica Azimut de JRC.

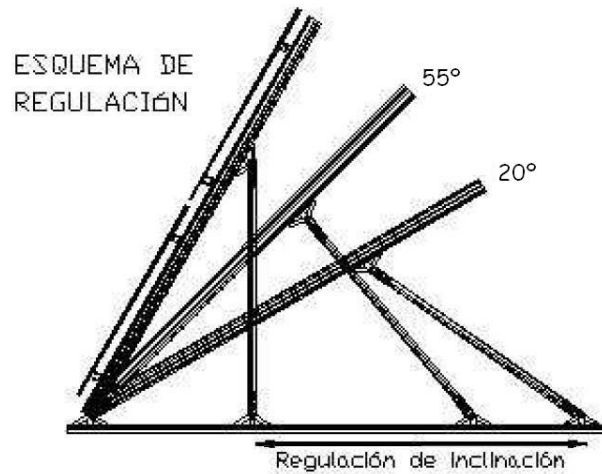


Figura 3.7. Proceso de inclinación de la estructura de sujeción de las placas FV.

La distancia entre cada inicio de fila de los paneles será de unos 7.372,5 mm, los cuales permiten optimizar la superficie que cubre (sombra) cada placa solar y la captación de energía. Con una separación mayor se perdería mucha superficie de captación solar mientras que con una distancia inferior, las sombras causadas por los propios módulos entre sí restarían potencia a la instalación.

3.4. Inversor

El inversor es la pieza clave de la generación fotovoltaica. De hecho su potencia es la que marca la potencia de la instalación completa. Su misión es transformar la tensión y corriente continua generada en el campo fotovoltaico en tensión y corriente alterna lista para ser consumida. A pesar de esa importante misión su tamaño es reducido y su precio no suele llegar al 10% del presupuesto del material fotovoltaico. En base al desglose unitario por vatio pico de los costes de instalación estandarizados y según mercado, de un proyecto de estas características.

Sin embargo es preciso seleccionar un equipo que cumpla con todas las medidas de seguridad que exige la legislación, que disponga de los correspondientes certificados y homologaciones, y que tenga el mayor rendimiento.

Para la medida del rendimiento se toma en consideración el rendimiento europeo, que es una media ponderada sobre unas mediciones de rendimiento en unas determinadas circunstancias y que es certificada por determinados laboratorios europeos acreditados para ello.

El inversor también incorpora una serie de protecciones, tanto para la instalación solar como para la red eléctrica, que son obligatorias en la legislación española, en concreto según el reglamento electrotécnico de baja tensión en vigencia.

Como toda la energía pasa por el inversor, es habitual que incorporen también tarjetas o elementos de comunicaciones que informan acerca del estado de la instalación, de la energía generada o que generan alarmas en caso de averías o mal funcionamiento. Estas comunicaciones pueden ser locales en forma de display o conexión directa a ordenadores, remotas vía GPRS, SMS o internet.

A la hora de hacer la selección del inversor, se han de tener en cuenta los parámetros de entrada y salida máxima de la instalación, los cuales se pueden ver en el apartado 3.6., tensiones de trabajo, corriente continua (C.C.) y corriente alterna (C.A.). Estos serán:

- Potencia fotovoltaica C.C. máxima de entrada: 110 kWp
- Rango de tensión de entrada C.C. (Mppt – Ucc): 450 – 820 V
- Corriente continua máxima de entrada: 235 A
- Potencia nominal de salida C.A.: 100 kW
- Tensión de trabajo C.A. de salida: 400 V
- Corriente C.A. nominal de salida: 145 A

Se baraja la posibilidad de hacer una selección de un inversor que cubra los 100 kW de entrada en conjunto, o seccionar los 100 kW de la instalación en varios inversores, como por ejemplo 20 kW para prevenir futuras averías. En este caso se parte de una gran ventaja para seleccionar un inversor unitario: el elemento más influyente para posibles averías, la temperatura, no afecta directamente al inversor dado que estará instalado en el interior de una caseta y con posibilidad de refrigeración.

Un factor determinante a la hora de seleccionar el inversor viene dado por el coeficiente de rendimiento, que determina el porcentaje de rendimiento de la potencia entregada en la salida del inversor respecto la potencia de salida nominal. Este coeficiente de rendimiento ronda el 96% mayoritariamente en el mercado, y si se atiende al inversor escogido, se consigue un 0,2% de más.

Otro factor, y quizás el más importante, es que la compañía eléctrica tiene establecido que a partir de un volumen de suministro energético de 100 kW, obligan la instalación de un inversor de este calibre para suministrar la validación.

También ayuda a la elección de este inversor el rango máximo de tensión C.C. de entrada al inversor, que se coloca en el 91% de la entrada máxima, en su caso de 900 V.

Datos técnicos Sunny Central 100 Outdoor	
	SC 100 Outdoor
Parámetros de entrada	
Potencia fotovoltaica máx. (recomendada), (P_{PV})	110 kWp ¹⁾
Rango de tensión de CC, MPPT (U_{CC})	450 V - 820 V
Tensión máxima de CC admisible ($U_{CC,max}$)	900 V / opcional 1000 V
Corriente continua máx. admisible ($I_{CC,max}$)	235 A
Factor de distorsión de la tensión fotovoltaica (U_{SS})	< 3 %
Entradas de CC / Punto de conexión sin fusible	3 x Positivo (120 mm ²) M12 tornillos 3 x Negativo (120 mm ²) M12 tornillos
Parámetros de salida	
Potencia nominal de CA (P_{CA})	100 kW
Tensión de trabajo, red ± 10 % (U_{CA})	400 V
Corriente nominal de CA ($I_{CA,nom}$)	145 A
Estructura de la red	TT, TN-S, Red TN-C
Rango de trabajo, frecuencia de la red (f_{CA})	50 Hz - 60 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal de la corriente de red ($K_{AC,THD_{AC}}$)	< 3 % a potencia nominal
Factor de potencia ($\cos \phi$)	$\geq 0,99$ a potencia nominal
Coefficiente de rendimiento según IEC61683	
10 %; 25 %; 50 %; 75 %; 100 % von $P_{CA,nom}$ (η 10, 25, 50, 75, 100)	94,2 / 96,4 / 96,7 / 96,4 / 96,2 %
Euroeta (η)	96,2 %
Dimensiones y peso	
Ancho / alto / fondo (mm)	1270 / 1850 / 870
Peso (m)	925 kg
Consumo de potencia	
Consumo propio en funcionamiento (P_{dis})	< 1 % de $P_{AC,nom}$
Consumo propio en standby ($P_{standby}$)	< aprox. 50 W
Tensión auxiliar externa / estructura de la red	opcional 230 V, 50/60 Hz Red TN-S
Fusible de entrada exterior	B 16 A, de 1 polo
Interfaces SCC (Sunny Central Control)	
Comunicación (opcional)	Analógico, ISDN, Ethernet, GSM
Entradas analógicas	opcional 1 x PT 100, 2x $A_{\mu}21$
Descargador de sobretensión por entradas analógicas	opcional
Conexión del Sunny String Monitor (COM1)	RS485
Conexión PC (COM3)	RS232
Contacto libre de tensión (avisos de averías externos)	1

Tabla 3.3. Características técnicas del inversor Sunny Central SC 100 Outdoor.

3.5. Tensiones de trabajo, corriente continua (C.C.) y corriente alterna (C.A.)

Los paneles tienen los siguientes parámetros nominales:

I_{cc}: 5,11 A

V_{oc}: 43 V

En base a estos dos valores se tiene que dimensionar el número de placas a utilizar para proporcionar la potencia total requerida.

En la entrada del inversor se podrá tener una tensión máxima C.C. admisible de 900 V o 1.000 V como opcional, una corriente continua máxima admisible de 235 A y una potencia fotovoltaica C.C. máxima de 110 kWp.

Se obtiene la potencia de entrada al inversor multiplicando el valor W_p del panel fotovoltaico por el total de paneles instalados.

Respecto al valor de la tensión máxima admisible al inversor, corresponderá a la tensión en circuito abierto (V_{oc}) multiplicado por el número de paneles fotovoltaicos instalados en serie. La colocación de paneles en serie supone aumentar la tensión.

Y respecto a la corriente continua máxima admisible al inversor, corresponderá a la corriente en corto circuito (I_{cc}) multiplicado por el número de paneles fotovoltaicos instalados en paralelo. La colocación de paneles en paralelo supone aumentar la corriente.

Una variable del sistema en el que no se puede tener ningún control es la temperatura ambiente en la zona. Un aumento de temperatura sobre la célula fotovoltaica comporta un aumento de la corriente más pronunciado que sobre la tensión y esto puede perjudicar al inversor (ver apartado 2.2 Curva característica de una célula).

Esto conlleva a que no podemos ajustar al máximo la corriente de entrada máxima al inversor y, por lo tanto, limitaremos el número de paneles en serie.

En función de las características de los dos elementos más importantes de la instalación fotovoltaica, se podrá determinar el número de paneles fotovoltaicos, así como el número de inversores necesarios, una vez conocida la potencia del parque fotovoltaico.

La potencia del parque viene determinada por la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{P_1}{\eta_p \cdot \eta_i} \quad (3,1)$$

$$P_p = \frac{100 \text{ kW}}{0,9 \cdot 0,962} = 115,5 \text{ kW} \quad (3,2)$$

Siendo:

P_p : Potencia pico del parque.

P_1 : Potencia a inyectar a red.

η_p : Rendimiento medio del panel fotovoltaico, en este caso 0,9.

η_i : Rendimiento del inversor.

A continuación se tiene que dimensionar el número de inversores a instalar, utilizando la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_1}{P_{io}} \quad (3,3)$$

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{100 \text{ kW}}{100 \text{ kW}} = 1 \quad (3,4)$$

Siendo:

P_1 : Potencia a inyectar a red en red.

P_{io} : Potencia de salida del inversor.

El número total de paneles fotovoltaicos a instalar, viene determinado por la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{P_p}{P_{pp}} \quad (3,5)$$

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{115,5kW}{165kW} = 700 \text{ paneles} \quad (3,6)$$

Siendo:

N° paneles: Número total de paneles a instalar.

P_p : Potencia pico del parque.

P_{pp} : Potencia pico de la placa fotovoltaica.

El siguiente paso es saber el número de paneles interconectados en serie entre sí, para no sobredimensionar la entrada al inversor. El inversor trabaja con un rango mínimo y máximo de tensión en C.C. Se puede conseguir siguiendo la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ paneles / serie} = \frac{V_{mppi}}{V_{mppp}} \quad (3,7)$$

$$N^{\circ} \text{ paneles / serie} = \frac{450V}{35A} = 13 \text{ paneles / seriemín} \quad (3,8)$$

$$N^{\circ} \text{ paneles / serie} = \frac{820V}{35A} = 23 \text{ paneles / seriemáx} \quad (3,9)$$

Siendo:

V_{mppi} : Tensión en el punto de trabajo de máxima potencia del inversor.

V_{mppp} : Tensión en el punto de trabajo de máxima potencia del panel.

La asociación de series de módulos conectadas en paralelo, es decir, el número máximo de filas que pueden conectarse a la entrada del inversor, estará limitado por la intensidad máxima de entrada del inversor, siendo en este caso:

$$N^{\circ} \text{ filas} = \frac{I_{ccm\acute{a}x}}{I_{m \text{ ppp}}} \quad (3,10)$$

$$N^{\circ} \text{ filas} = \frac{235 \text{ A}}{4,71 \text{ A}} = 49 \text{ filas} \quad (3,11)$$

Siendo:

$I_{ccm\acute{a}x}$: Corriente continua máxima admisible en el inversor.

$I_{m \text{ ppp}}$: Intensidad en el punto de trabajo de máxima potencia del panel.

En base a estos resultados y teniendo en cuenta que el efecto de la temperatura como factor no controlable e incide directamente en un aumento de la corriente de entrada al inversor, se determina considerar una entrada de corriente continua del -25% menor al inversor para no provocar averías.

El diseño del parque fotovoltaico se compone de:

Se instalarán 700 paneles Sky Global CRM1-65S, de 165 Wp de potencia cada uno, conectando 20 paneles en serie, hasta un total de 35 filas que llegan a la entrada del inversor.

Se conectarán a 1 inversor SMA Sunny Central SC100 Outdoor.

Este conjunto proporciona los siguientes parámetros de entrada de trabajo al inversor:

PARAMETROS		PRODUCCIÓN
Nº TOTAL DE PANELES	700	
Nº PANELES EN SERIE	20	860 V
Nº PANELES EN PARALELO	35	178,85 A
Nº DE INVERSORES	1	100.000 Wp

Tabla 3.4. Resumen totalidad elementos de la instalación de 100 kW.

Como se puede observar, se consigue una potencia total de entrada al inversor de un 5% superior al máximo admisible de éste para compensar las pérdidas diarias. La intención es tener una potencia de evacuación de 100 kW y teniendo en cuenta las pérdidas especificadas por el fabricante y las que se producen por efectos externos (ver apartado 3.19.) se sobredimensiona la instalación sobre este porcentaje.

3.6. Centro transformador

Una vez se transforman los valores de tensión y corriente de continua a alterna a través del inversor, el transformador adecuará el valor de tensión de salida del inversor al valor de tensión de la red que se ha de inyectar. La transformación se realizará de baja tensión que proporciona el inversor (400 V) a media tensión. En este caso se tiene que solicitar a la compañía eléctrica de la zona las características de trabajo actuales de la red. En este caso se tiene que transformar la tensión de 400 V a 25 kV. Si se sigue el Real Decreto 2818/1998, "la potencia total de la instalación conectada a una subestación o centro de transformación, no superará el 50 por 100 de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión". Si se basa en la instalación diseñada de 100 kW más el Real Decreto 2818/1998, se tiene que seleccionar un centro transformador con poder de transformación de mínimo de 160 kVA, relación 400 V/25 kV o similar según mercado. Pero la realidad hace que la compañía establezca estos parámetros en función al entorno industrial de la zona o futuros proyectos. Esto significa, que si la compañía eléctrica cree oportuno sobredimensionar el centro transformador para adecuarlo a la actividad industrial de la zona, pondrá todos sus esfuerzos para proporcionar la validación de dicha conexión a red.

Además el transformador protege al sistema de forma que, por un lado se evita el paso de pequeños componentes en continua a la red, con lo que se asegura la calidad del suministro, y por otro lado, la puesta a tierra de su neutro garantiza la separación galvánica entre la zona de alterna y de continua, lo que proporciona mayor seguridad al sistema.

Si se basa en las características técnicas del proyecto y en base al RD 661/2007, el centro transformador será un centro fotovoltaico integrado compacto, de maniobra exterior para la utilización en la red pública de distribución en MT hasta 36 kV.

Es un módulo de hormigón prefabricado con las siguientes medidas:

- Longitud: 4.460 mm
- Anchura: 2.380 mm
- Altura vista: 2.585 mm

3.7. Protecciones

La protección eléctrica se podría definir como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de incidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas.

Toda instalación eléctrica debe estar dotada de una serie de protecciones que la hagan segura, tanto desde el punto de vista del cableado y de los aparatos a ellos conectados, como de las personas que han de trabajar con ella.

A continuación se describen los tipos de protecciones que deben emplearse en cualquier tipo de instalación eléctrica para hacerla completamente segura.

- Protección de elementos de un circuito contra sobreintensidades
- Protecciones contra sobretensiones

3.8. Protección contra contactos directos

Tanto en la división de corriente continua como la de alterna no existirá ningún acceso directo a las conexiones, para lo cual se instalarán las siguientes protecciones:

- Módulos fotovoltaicos: Bornes de conexión en el interior de las cajas, según normativa.
- Cajas de conexión en el campo de paneles: Bornes en el interior de la caja, según normativa...
- Inversor: Bornes de conexión, según normativa.

En todos los casos se utilizarán cables de doble aislamiento según norma UNE 21123.

3.9. Protecciones de C.C. y C.A.

Corriente continúa:

- El inversor, tiene en la entrada elementos de protección según fabricante y características técnicas.
- Las cajas de conexión disponen de fusibles de protección para proteger las líneas.

Corriente alterna:

- El inversor, dispone de un magnetotérmico de protección a la salida de éste.
- No obstante se colocará un interruptor magnetotérmico diferencial después del inversor y antes del embarrado que conecta con el centro transformador.

3.10. Separación galvánica

El inversor viene provisto de un transformador toroidal (norma UNE 60742) de aislamiento galvánico. Así garantizamos la separación eléctrica entre la red y la instalación de este proyecto.

3.11. Protección contra contactos indirectos

En el lado de corriente continua se instalará un detector de defectos de aislamiento con indicador óptico de fallo y ajuste de sensibilidad mediante potenciómetro o similar. En el lado de corriente alterna se instalará un interruptor automático tripolar diferencial con una sensibilidad de 300 mA, o protección similar.

3.12. Protección contra rayos e instalaciones de puesta a tierra

La instalación contra rayos y puesta a tierra se construirá según normas y reglas VDE y DIN, aplicando piezas de construcción según normas DIN48801 hasta 48852. Se dejará completa y lista para el servicio.

3.13. Puestas a tierra

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Por ello se realizarán tomas de tierra conectando directamente tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como el borne de puesta a tierra del inversor, con el fin no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas.

3.14. Cableado

El cable a utilizar en toda la instalación eléctrica se calculará de acuerdo a los parámetros fijados en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE donde se exige que la caída de tensión en la parte de corriente continua no exceda el 1,5% y en la parte de alterna el 2%.

Todo el cableado cumplirá la Norma UNE 21030.

Las fórmulas empleadas para el cálculo de las secciones serán las siguientes:

- En corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V \%} \quad (3,12)$$

- En corriente alterna – líneas monofásicas:

$$S = \frac{2.L.I.\rho.\cos\varphi}{\Delta V\%} \quad (3,13)$$

- En corriente alterna – líneas trifásicas:

$$S = \frac{\sqrt{3}.L.I.\rho.\cos\varphi}{\Delta V\%} \quad (3,14)$$

Siendo:

L: La longitud del conductor.

I: La intensidad del conductor.

ρ : Resistividad del conductor en $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$. El valor a 20 °C, para hilo de cobre estirado en frío, con una resistencia de más de 30 Kg/mm² y con un diámetro mayor o igual a 1 mm, es $1/56 \text{ f} \cdot \text{mm}^2 \text{ m}^{-1} = 0,0175 \text{ f} \cdot \text{mm}^2 \text{ m}^{-1}$.

$\Delta V\%$: Caída de tensión en línea máxima admisible en tanto por ciento.

$\cos\varphi$: Ángulo de desfase entre la tensión e intensidad o factor de potencia.

3.14.1. Interconexión paneles

Estimación inicial de la sección mediante la limitación de la caída de tensión a 1,5%:

$$S = \frac{2.L.I.\rho}{\Delta V\%} \quad (3,15)$$

$$S = \frac{2.2.4,71.0,0175}{1,5\%.35} = 0,628 \text{ mm}^2 \quad (3,16)$$

Se utiliza la sección normalizada unifilar de 6 mm², cuya corriente máxima admisible es de 45 A, que es más que suficiente, ya que la corriente nominal de cada panel es de 4,15 A.

3.14.2. Red de BT en C.C.

- *Conexión de protección ramal- caja de conexión exterior:*

Estimación inicial de la sección mediante la limitación de la caída de tensión a 1,5%:

$$S = \frac{2.L.I.\rho}{\Delta V\%} \quad (3,17)$$

$$S = \frac{2.60.4,71.0.0175}{1,5\%.35.20} = 0,942 \text{ mm}^2 \quad (3,18)$$

También en este caso tomamos una sección normalizada de 6 mm².

- *Conexión caja de conexión exterior - inversor:*

Estimación inicial de la sección mediante la limitación de la caída de tensión a 1,5%:

$$S = \frac{2.L.I.\rho}{\Delta V\%} \quad (3,19)$$

$$S = \frac{2.5.178,85.0.0175}{1,5\%.35.20} = 2,98 \text{ mm}^2 \quad (3,20)$$

Para una sección normalizada de 70 mm² la corriente máxima admisible es de 225 A, que es suficiente, ya que la corriente nominal del total de las ramas que sale de la caja de conexiones es de 178,85A.

3.14.3. Red de BT en C.A.

Estimación inicial de la sección mediante la limitación de la caída de tensión a 2%:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \rho \cdot \cos \varphi}{\Delta V \%} \quad (3,21)$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 145 \cdot 0,0175 \cdot 0,9}{2\% \cdot 400} = 0,988 \text{ mm}^2 \quad (3,22)$$

Para una sección normalizada de 70 mm² la corriente máxima admisible es de 225 A, que es suficiente, ya que la corriente nominal máxima de salida del inversor es de 145 A.

3.14.4. Red de MT en C.A.

La intensidad se determinará por la fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (3,23)$$

$$I = \frac{115.500}{\sqrt{3} \cdot 20.000 \cdot 0,9} = 3,70 \text{ A} \quad (3,24)$$

Siendo:

P: Potencia del centro transformador [kVA]

U_P: Tensión primaria [kV]

I_P: Intensidad primaria [A]

Dado que la potencia máxima a transportar para esta línea es de 100 kW y la tensión primaria de inyección a red es de 25.000 V, se tiene una intensidad a transportar de 3,70 A, que es inferior a los mínimos 330 A de intensidad máxima admisible del cable que se quiere adoptar según la tabla 3.5 que se adjunta a continuación.

TENSIÓN NOMINAL U ₀ /U Kv	SECCIÓN NOMINAL DE LOS CONDUCTORES mm ²	INTENSIDAD
		3 Unipolares
12/20	150	330
	240	435
	400	560

Tabla 3.5. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente y con corriente alterna, de los cables con conductores de aluminio con aislamiento seco (EPR)

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas.

Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga. Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles serán superiores a las correspondientes en servicio permanente.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para cada tipo de aislamiento, se especifican en la tabla 3.6.

Tipo Aislamiento seco	TIPO DE CONDICIONES	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Tabla 3.6. Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor. Cables de aislamiento seco.

INICIO	FIN	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm ²)
Placa fotovoltaica	Placa fotovoltaica	2	2x6mm ²
Placa fotovoltaica	Caja prot. ramal	15	2x6mm ²
Caja prot. ramal	Caja de conexión ext.	5 – 115 (por estructura)	2x70mm ²
Caja de conexión ext.	Inversor	20	3x70mm ² + 1x35mm ²
Inversor	Armario de protección	3	3x70mm ² + 1x35mm ²
Armario de protección	Centro de transformación	3	3x150mm ² + 1x70mm ²

Tabla 3.7. Tabla resumen interconexión elementos de la instalación.

3.15. Fusibles

Los fusibles tienen como función principal intercalarse en un punto determinado de la instalación eléctrica para que se funda en un período de tiempo determinado, cuando la intensidad de corriente supera, por un cortocircuito o un exceso de carga, un determinado valor que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

A continuación de cada grupo de 20 paneles en serie se instalará un fusible tipo gG de 25 A de intensidad nominal y otro de las mismas características justo a la entrada de la caja exterior de conexión para proteger los conductores de 6 mm².

3.16. Armario de protecciones

El armario de protecciones se encargará de controlar la intensidad de salida del inversor y proteger la línea de salida trifásica. El cuadro de protección se unirá mediante una línea trifásica con el transformador. En el armario se ubicarán los dispositivos de protección tales como el magnetotérmico e interruptor diferencial. Se ubicará entre el inversor y el centro transformador dentro del local de instalaciones y mantenimiento.

DIMENSIONES ARMARIO (mm)		
ANCHO	ALTO	PROFUNDIDAD
500	500	210

Tabla 3.8. Dimensiones armario de protecciones.

3.17. Magnetotérmico

Un interruptor termomagnético, o disyuntor termomagnético, es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos.

Con la finalidad de proteger la instalación de baja tensión a la salida del inversor de sobreintensidades y sobretensiones se colocará un interruptor automático tetrapolar de 160 A de intensidad nominal, 400 V de tensión nominal y poder de corte 50 kA, trabajando con curva de disparo C.

3.18. Interruptor diferencial

Con el interruptor diferencial podemos interrumpir el suministro de energía eléctrica cuando esta se deriva al conexionado a tierra en una cantidad superior a 300 mA, evitando que esta corriente aumente y ponga en peligro la vida de una persona.

Puesto que la tensión de defecto máxima por norma no puede superar los 50 V, si se calibra el diferencial a 300 mA, la resistencia de tierra no puede superar los 166 Ω .

Se colocará un interruptor automático con una protección diferencial asociada, con sensibilidad ajustada a 300 mA tetrapolar, cuya corriente nominal es 250 A, poder corte 25 kA y 400 V a.c.

3.19. Rendimiento energético

El rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, se define como el porcentaje de distorsión de energía anual producida entre el diseño técnico de la instalación y la producción

real en condiciones reales de trabajo. Los principales motivos que pueden afectar al rendimiento de la instalación son:

- Dispersión de parámetros entre módulos.

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si se utiliza dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

Como los módulos garantizan una potencia real en un rango igual a $\pm 3\%$ de la nominal, las posibles pérdidas por dispersión de potencia podemos estimarlas en un 1%.

- Efecto de la temperatura

Para determinar la temperatura de célula se utilizará la formula:

$$T_c = \frac{T_{amb} + I_{rr} (TONC(^{\circ}C) - 20)}{800} \quad (3,25)$$

T_c : Temperatura real de trabajo de la célula

T_{amb} : Temperatura ambiente

I_{rr} (W/m^2): Irradiancia

$TONC$: Temperatura de operación normal de la célula, que es de $47^{\circ}C$ cuando se somete al módulo a una irradiancia de $800 W/m^2$, a una temperatura ambiente $20^{\circ}C$.

- Pérdidas por suciedad sobre los módulos

Con un mantenimiento adecuado de la instalación, las pérdidas por suciedad en los módulos no tienen por que superar el 1%, salvo condiciones extremas que serán consideradas en cada caso.

- Pérdidas por inclinación, azimut y sombras.

En base a los estudios de la instalación, se ha de procurar conseguir que estas pérdidas sean 0%.

- Pérdidas por degradación fotónica.

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez al panel fotovoltaico, y es aproximadamente igual al 1%.

- Rendimiento del inversor

Es evidente que un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento, que podemos dividir en dos grupos:

1. Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad, dichas pérdidas, al estar conectados los inversores a la corriente de servicio serán nulas.

2. Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.).

- Pérdidas de conexionado y elementos de protección

Son las pérdidas debidas a los elementos de protección como fusibles, interruptores, disyuntores y bornes de conexión, y las debidas a las caídas de tensión y calentamiento de los conductores, etc. Se pueden cifrar aproximadamente en un 1,5%, de acuerdo a lo establecido en el pliego de condiciones técnicas del IDEA.

3.20. Energía anual producida

Para el cálculo de la energía que un panel fotovoltaico puede producir diariamente en una determinada localidad resulta útil el concepto del número de horas de sol pico (h.s.p.) del lugar en cuestión. A efectos de cálculos energéticos sería lo mismo suponer que el panel está recibiendo una intensidad constante de 1000 W/m² durante un tiempo igual al número de h.s.p. que considerar que la energía recibida en un día es H.

Horas de sol pico = Irradiación diaria total (kWh/día).

Para calcular la energía teórica generada por el parque fotovoltaico, basta con multiplicar las h.s.p., por la potencia nominal del módulo y por el número de módulos. Considerando las

pérdidas descritas en el apartado de rendimiento, obtenemos finalmente la estimación real de energía.

Si se basa en la radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m²/día) obtenida para la estación de Tarragona, las producciones de energía serán las siguientes:

Se toma como ejemplo el mes de enero. La energía mensual producida en el mes de enero se obtiene en base al producto del suministro de potencia de 115,5 kW por la media de h.s.p. de la zona y por el número de días del mes, en este caso:

Suministro de potencia teórica: 115,5 kW

h.s.p.: 4,02

Días mes de enero: 31

Dónde h.s.p. se obtiene de la división de la radiación solar diaria por 3600 segundos que tiene una hora.

Entonces tenemos: h.s.p. (mes) = radiación solar diaria (kJ/m²) / 3.600”

$$\text{h.s.p. (enero)} = 14.470 / 3.600 = 4,02$$

Por lo tanto la energía mensual producida en enero será:

Energía producida (kW) = suministro potencia (kW) x h.s.p. x días mes x pérdidas

$$\text{Energía producida} = 115.500 \times 4,02 \times 31 \times 0,76 = 10.955.765,28 \text{ W/h}$$

INCLINACIÓN PLACAS	MES	RADIACIÓN SOLAR DIARIA (kJ/m ²)	HORAS SOLAR PICO (hsp)	ENERGÍA MENSUAL PRODUCIDA (kW/h)
55°	ENERO	14.470	4,02	10.955.765,28
	FEBRERO	16.730	4,65	11.441.065,35
	MARZO	19.020	5,28	14.400.736,39
22°	ABRIL	21.700	6,03	15.899.866,68
	MAYO	24.010	6,67	18.178.847,57
	JUNIO	25.010	6,95	18.325.145,88
	JULIO	24.520	6,81	18.564.987,18
	AGOSTO	22.600	6,28	17.111.285,09
	SEPTIEMBRE	19.630	5,45	14.383.151,28
55°	OCTUBRE	17.160	4,77	12.992.462,48
	NOVIEMBRE	14.750	4,10	10.807.513,06
	DICIEMBRE	13.460	3,74	10.191.057,4
TOTAL		233.060	64,74	173.251.883,6

Tabla 3.9. Energía anual producida de la instalación de 100 kW a diferentes inclinaciones de la estructura soporte.

4. IMPACTO AMBIENTAL

El terreno elegido para la instalación de dicho parque solar fotovoltaico, se verá afectado por las siguientes operaciones que se describen a continuación:

- *Superficie del terreno:* el suelo se verá afectado por los ligeros movimientos de tierras realizados para conseguir la inclinación y nivelación necesarios entre fileras de las estructuras para el objetivo planteado a nivel de orientación y sombras. Esta nivelación pretende facilitar el paso del personal y medios de transporte.
- *Vallado:* el vallado de las instalaciones se limitará a la zona ocupada por la instalación fotovoltaica más las infraestructuras anexas. Para minimizar el posible efecto “barrera”, el vallado se realizará a una altura máxima de 1,5 metros, forrado mediante seto natural y malla para evitar así la colisión de la fauna de la zona.
- *Infraestructuras anexas:* las infraestructuras anexas a la instalación fotovoltaica se verán acondicionadas con pinturas acordes a las zonas contiguas, como por ejemplo la caseta de mantenimiento o el centro transformador.
- *Instalaciones eléctricas:* todas las líneas eléctricas incluidas en el proyecto, se verán soterradas, incluida la línea de evacuación, con el fin de evitar las posibles colisiones de la fauna y aves de zona, reducir el impacto paisajístico, anular las emisiones sonoras y minimizar el efecto pantalla.

4.1 Mejora del efecto invernadero para reducir la emisión de gases a la atmósfera, en especial el CO₂

El argumento principal en el que nos basamos, es que los sistemas clásicos y más limpios en generación de electricidad emiten a la atmósfera:

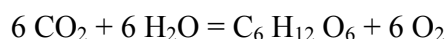
1,2 t CO₂ por cada Mw · h producido

y al producirlo mediante sistemas fotovoltaicos, podemos afirmar que se AHORRAN EMISIONES DE CO₂ A LA ATMÓSFERA en la misma cantidad.

Introduciremos otro parámetro, LA SUPERFÍCIE DE BOSQUE EQUIVALENTE PARA REDUCIR (fotosíntesis) LA MISMA CANTIDAD DE CO₂, en especial en MENORCA, RESERVA MUNDIAL DE LA BIOSFERA y que no está sobrada de bosques.

1. Reacciones químicas y sus valores

Proceso de fotosíntesis:



(glucosa)

Elemento O n° 8 Peso atómico 16

Elemento C n° 6 Peso atómico 12

Elemento N n° 7 Peso atómico 14

1 mol CO₂ 44 gr.

1 mol O₂ 32 gr.

1 Tn CO₂ reducida produce 0,75 Tn O₂

1.600 m² superficie foliar (1 plátanero de 25 m d' altura)

produce 700 l de O₂ al día = 0,7 m³ de O₂ al día.

Peso de 1 m³ de O₂

Peso molecular :

Del aire 28,9 gramos

O₂ 32 “

N₂ 28 “

$$0,21 \times 32 + 0,79 \times 28 = 6,72 + 22,12 = 28,84$$

$$1 \text{ m}^3 \text{ aire pesa } 1,29 \text{ kg}$$

$$1 \text{ m}^3 \text{ de O}_2 \text{ pesa } 32 / 28,9 \cdot 1,29 \text{ kg} = 1,43 \text{ kg.}$$

2. Superficies foliares

Según la Memória del Ministerio de Agricultura del Congreso Nacional by Colòmbia (pág. 166) el LAI (Leaf Area Index) que son uds. de superficie de hoja verde (SF) por superficie de terreno (ST) , tiene unos resultados habituales :

Hoja ancha:	2
Hojas acículas :	$2,40 \div 2,60$
Valores máximos encontrados :	3,01

3. Ratios de fijación de CO₂

Partiendo del libro de Gardner / Pearce/ Mitchele (1985), que para diferentes ángulos foliares facilita los siguientes datos experimentales.

ÁnguloFoliar	IAF para interceptar mayor cantidad m ²	Mg CO ₂ / dm ² · h	
		Tasa fotosíntesis	Fotosíntesis total
0	1	33	33
60	2	31	62
75	4	26	104
85	10	12	120

Con nuentros bosques es aconsejable coger:

$$104 \text{ mg CO}_2 / \text{dm}_2 \cdot \text{h}$$

4. Cálculos

4.1 Datos de partida

Insolación en horas (I.N.M) : 2.642 h/ año (para esta localidad).

Que equivale a : 7,2 h/ día (en términos medios).

Rátio de ahorro CO₂ en una instalación fotovoltaica.

$$1,2 \text{ T O}_2 / 1 \text{ MW} \cdot \text{h}$$

Energía producida

$$155.000 \text{ kW} \cdot \text{h} / 100 \text{ kW} \cdot \text{P} \times 1,4 \text{ Mw p} = 2170 \text{ Mw} \cdot \text{h}$$

equivalente a 5,95 Mw · h / día

4.2. Cálculos

CO₂ ahorro en FV :

$$5,95 \text{ Mw} \cdot \text{h} / \text{día} \times 1,2 \text{ T CO}_2 / \text{Mw} \cdot \text{h} = 7,14 \text{ T CO}_2 / \text{día}$$

CO₂ reducido en 1 m² de bosque y por día:

$$1 \text{ m}^2 \text{ ST} \cdot \frac{2,4 \text{ m}^2 \text{ SF}}{1 \text{ m}^2 \text{ ST}} \cdot \frac{104 \text{ mg CO}_2}{1 \text{ dm}^2 \text{ SF} \cdot 1 \text{ h}} \cdot \frac{10^2 \text{ dm}^2 \text{ SF}}{1 \text{ m}^2 \text{ SF}} \cdot \frac{7,2 \text{ h}}{1 \text{ día}} =$$

$$= 179.712 \text{ mg CO}_2 / \text{día} = 179,7 \cdot 10^{-3} \text{ kg CO}_2 / \text{día} = 179,7 \cdot 10^{-6} \text{ T CO}_2 / \text{día}$$

y la superficie de bosque equivalente necesaria es :

$$7,14 \text{ T CO}_2 / \text{día} \quad 179,7 \cdot 10^{-6} \text{ T CO}_2 / \text{día} \cdot \text{m}^2 = \quad 39.733 \text{ m}^2$$

ÉS UNA SUPERFÍCIE CONSIDERABLE DE BOSQUE.

5. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN

El marco legal en que se engloban las instalaciones fotovoltaicas es el de los productores de energía eléctrica en régimen especial.

La norma más importante en este campo es el Real Decreto 1578/2008 que sustituyó al 661/2007, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En este real decreto se aseguran tres aspectos importantes de las instalaciones fotovoltaicas:

- Establece la retribución de 0,32 €/kWh para la energía entregada a la red de origen fotovoltaico. Es decir, actualmente se compra la electricidad a 8 céntimos el kW/hora, y se vendería a 32 céntimos. Esta prima será para el año 2009 existiendo una forma de actualizarla según las perspectivas del mercado.
- Este régimen tiene una vigencia de 25 años, sin efectos retroactivos de otras leyes posteriores.
- A partir del año 25, la retribución de la energía entregada será según valor de compra para esa fecha, es decir, los 8 céntimos el kW/hora actuales más la subida del IPC en los próximos 25 años.
- La compañía eléctrica está obligada a comprar toda la energía generada en la instalación fotovoltaica.

Junto a esta norma también es importante el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, en el cual se establecen los requisitos técnicos de dichas conexiones.

Con este marco jurídico, el titular de una instalación fotovoltaica conectada a red, pasa a ser un productor de energía eléctrica en régimen especial. Factura a la compañía eléctrica, y está obligado a realizar las declaraciones trimestrales de IVA.

Como ajustes legislativos, una instalación fotovoltaica también se ajustará a lo establecido a las siguientes normativas:

- Instrucción 5/2006 sobre la evacuación de energía de las instalaciones fotovoltaicas individuales compartiendo infraestructuras de interconexión.
- Decreto de 12 de Marzo de 1954, del Ministerio de Industria, por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía (B.O.E. del 15-04-54).
- Decreto 2617/1966, de 20 de Octubre, de la Presidencia del Gobierno, sobre autorización de instalaciones eléctricas (B.O.E. del 24-10-66).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias que sean de aplicación RD 842/2002, de 2 de agosto.
- Real Decreto 907/1982, de 2 de Abril, del Ministerio de Industria y Energía sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica (B.O.E. del 10-05-82).
- Orden de 7 de Julio de 1982, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se establecen normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico (B.O.E. del 17-07-82).
- Orden de 7 de Julio de 1982, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se regulan las relaciones técnicas y económicas entre autogeneradores y empresas o entidades eléctricas (B.O.E. del 17-07-82).
- Real Decreto 2949/1982, de 15 de Octubre, del Ministerio de Industria y Energía, por el que se dan Normas sobre acometidas eléctricas y se aprueba el Reglamento correspondiente (B.O.E. del 12-11-82).
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre, del Ministerio de Industria y Energía, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y centros de transformación (B.O.E. del 01-12-82).
- Orden de 6 de Julio de 1984, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y centros de Transformación, denominadas MIE-RAT (B.O.E. del 01-08-84).

- Orden de 5 de Septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica (B.O.E. del 12-09-85).
- Real Decreto 1075/1 986, de 2 de Mayo, de la Presidencia del Gobierno, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio (B.O.E. del 06-06-86).
- Real Decreto 351/1987, de 23 de Noviembre, del Departamento de Industria y Energía, por el cual se determinan los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas (S.O.G.C. del 28-1 2-87).
- Real Decreto 1663/00, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- UNE-EN 61173:98 “Protección contra las sobre tensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía”.
- UNE-EN 61727:96 Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica”.
- PNE-EN 5030-1 Convertidores fotovoltaicos de semiconductores. Parte 1: Interfaz de protección interactivo libre de fallo de compañías eléctricas para convertidores conmutados EV-red. Calificación de diseño y aprobación de tipo”. (B.O.E. 11/05/99).
- PNE-EN 61227. Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía”.
- Real Decreto 842/2002: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y Instrucciones Técnicas Complementarias.
- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, que sustituyó al 661/2007 por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- NTE-IEP. Norma tecnológica del 24-03-73, para las Instalaciones eléctricas de Puesta a Tierra.
- Normas UNE y recomendaciones UNESA.
- Normas particulares de FECSA-Endesa

- Normas y recomendaciones de diseño de aparatos eléctricos:
 1. CEI 60694— UNE— EN 60694
 2. CEI 61000-4— UNE-EN 61000-4
 3. CEI 60298— UNE 60298
 4. CEI 60129— UNE-EN 60129
 5. CEI 60265-1 — UNE-EN 60265-1
 6. CEI 60420— UNE-EN 60420
- Normas recomendaciones de diseño de transformadores:
 1. CEI 60076— UNE— EN 60076
 2. UNE 20101
- Normas recomendaciones de diseño de transformadores (OLI):
 1. RU5201D
 2. UNE 21428

6. CONEXIÓN A RED: TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

Para conseguir la conexión a red de la instalación fotovoltaica son necesarios los siguientes trámites burocráticos:

1.- Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora tal y como dice el Real Decreto 1663/2000. La distribuidora FECSA-Endesa.

2.- Licencia de Obra: En el ayuntamiento donde se ubique la instalación y previamente a cualquier trabajo se solicitará la correspondiente licencia de obra.

3.- Autorización administrativa e inclusión de la instalación en el régimen especial: corresponde realizar este trámite en la comunidad autónoma, concretamente a la consejería de industria.

4.- Inscripción previa en el registro autonómico de productores de electricidad en régimen especial: Dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro. Esta inscripción previa, tendrá una validez de dos años, para la realización de la inscripción definitiva.

5.- Aval y depósito: A realizar en la Caja General de Depósitos de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma, consignando aval de 500 €/kW para instalaciones en suelo y 50 €/kW para tejados o construcciones.

6.- Inscripción en el Registro de preasignación de retribución: Es necesario este registro previo para poder disponer de la tarifa regulada. Existen cuatro convocatorias por año.

7.- Celebración del contrato con la empresa distribuidora: La empresa distribuidora está obligada a suscribir este contrato en el plazo máximo de un mes desde que para ello fuese requerida por el solicitante. La empresa distribuidora, procederá a la verificación técnica de la instalación.

8.- Boletín de instalación. Será emitido por parte de un instalador de baja tensión autorizado.

10.- Puesta en servicio provisional, previa solicitud a la consejería de Industria.

11.- Inscripción definitiva y conexión final: Una vez obtenida la inscripción definitiva en el registro, la instalación tendrá carácter definitivo y a partir de entonces se aplicará el régimen económico estipulado para estas instalaciones.

7. ESTUDIO ECONÓMICO Y PRESUPUESTO

La energía solar fotovoltaica tiene como principal barrera para su desarrollo la elevada inversión económica que supone y los obstáculos financieros que ponen las entidades bancarias.

Con la intención de superar estas barreras económicas, el Estado adopta una serie de medidas que consisten en retribución de la energía generada aplicando tarifas especiales, las cuales contribuyen al interés de la construcción de este tipo de instalaciones.

Teniendo en cuenta las recomendaciones del fabricante respecto a la larga vida útil de las placas solares fotovoltaicas, permite realizar un análisis de su rentabilidad a un mayor plazo que otro tipo de inversiones. Estudios iniciales garantizan una vida de 25 años, pero hay datos de instalaciones que siguen operativas 40 años después de su puesta en marcha. Una garantía de esta larga vida de funcionamiento basada en criterios técnicos es que los fabricantes de módulos fotovoltaicos garantizan un funcionamiento mínimo de los mismos durante los 12 primeros años al 90% y superior al 80% durante 25 años.

Se facilita el estudio económico mediante una tabla como herramienta de cálculo en la cual, a partir de la introducción de los valores iniciales en inversión, y los ingresos proporcionados por la venta de dicha energía, se suministra una aproximación bastante detallada de la rentabilidad a largo plazo de la instalación solar.

Uno de los puntos de partida para desarrollar el estudio económico, el cual corresponde al 70 por 100 del valor de la instalación, forma parte de los elementos fotovoltaicos desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red.

Para ello se ha solicitado un presupuesto.

7.1. Presupuesto

PRESUPUESTO			
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOPORTE FIJO/VARIABLE SOBRE SUELO DE 100 Kw			
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
DESCRIPCIÓN	UNIDADES	PRECIO	IMPORTE
CAPITULO 1: PANELES FOTOVOLTAICOS			
Panel fotovoltaico de silicio monocristalino marca Sky Global, modelo CRM1-65S de 165 Wp.	700	412,5	288750
CAPITULO 2: EQUIPO INVERSOR			
Inversor de conexión a red Vcc/400Vca trifásico, marca SMA modelo SC 100 de 100KW de potencia nominal, según normativa R.D. 1663/2000 y 661/2007. Totalmente montado dentro de caseta prefabricada, excluyendo obra civil.	1	29552,35	29552,35
CAPITULO 3: ESTRUCTURA SOPORTE			
Estructura soporte en acero galvanizado de dos filas de módulos, con corrección de inclinación y sistema de atornillado sobre terreno. Placas de anclaje con tacón corredizo. Placas de anclaje de transición para estructura de acero. Incluso colocación de módulos sin interconexión eléctrica.	35	1818,7	63654,5
CAPITULO 4: CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			
Transformador de 160 kVA. Refrigeración natural, relación 24 kV / 400 V.	1	10106	10106
CAPITULO 5: INSTALACIÓN ELÉCTRICA B.T.			
Interconexión de módulos. Instalación eléctrica de C.C. y C.A. (B.T.). Red de tierras. Cajas conexión de strings. Cajas de conexión de series de strings Arquetas de conexión. Cajas de conexión y protección CA. Red de C.A. hasta C.T.	1	9352,35	9352,35
CAPITULO 6: INSTALACIÓN ELÉCTRICA M.T.			
Líneas subterráneas de M.T. interiores con conductor de aluminio y de 3x 150 mm ² de sección. Incluida la obra civil para realización y posterior tapado de zanjas. Elementos auxiliares y cinta de señalización. Totalmente montado y funcionando.	1	2436,52	2436,52
CAPITULO 7: EXCAVACIÓN			
Desbroce y limpieza del terreno. Excavación de pozos y zanjas en terrenos compactos por medios mecánicos. Extracción de tierras a los bordes del recinto. Transporte de tierras al vertedero con camión basculante cargado a máquina, canon de vertedero.	1	6310,8	6310,8
CAPITULO 8: CIMENTACIÓN			
Hormigón para limpieza y nivelado de fondos de cimentación, para relleno de zapatas y zanjas de cimentación. Elaborado en central, incluso armadura, vertido por medios manuales, vibrado, curado y colocado. Acero corrugado y colocado en obra, i/p.p de mermas y despuntes. Según colocación de placas de anclaje. Toma de niveles y cotas.	1	9409	9409
CAPITULO 9: VALLADO			
Valla metálica compuesta por alambrada, postes de sujeción y materiales para fijación. Incluida excavación y unidades de acceso compuesto por puerta electrosoldada manual. Totalmente instalada.	1	4226,7	4226,7
CAPITULO 10: INSTALACIONES AUXILIARES			
Instalaciones auxiliares re acondicionadas, compuestas por caseta de obra para la ubicación de los inversores, centro de transformación, almacén y cuarto de baño. Incluidas puertas y ventanas. Totalmente Instalada.	1	2467,8	2467,8
CAPITULO 11: INGENIERIA			
Equipo Técnico cualificado encargado de la correcta ejecución de obra.	1	2528,48	2528,48
CAPITULO 12: PROJECT MANAGEMENT			
Equipo técnico cualificado encargado de la correcta gestión de obra asegurando el cumplimiento de los plazos de obra.	1	34361	34361
CAPITULO 13: SEGURO DE LA INSTALACION			
Seguro de responsabilidad y robo durante la instalación y Puesta en Marcha de la planta.	1	1732,5	1732,5
TOTAL			464888

7.2. Análisis de la rentabilidad

Para estudiar el interés económico del proyecto se realizará un análisis de rentabilidad de la inversión atendiendo a criterios como son el plazo de recuperación (PAYBACK), el valor neto actual (VAN) y la tasa interna de rentabilidad (TIR).

Para realizar una evaluación correcta y comparar las cantidades que intervienen en el estudio de rentabilidad, se tendrá en cuenta como varían los costes imputados en la cuenta de resultados como consecuencia de la inflación. La inflación se puede identificar como la tasa de variación del nivel general de precios o disminución del poder adquisitivo del dinero. La tasa de inflación se puede evaluar a partir del IPC, índice que expresa el crecimiento de los precios de los bienes de consumo durante un período determinado.

7.3. Financiación

Debido a la gran inversión de capital que supone la inversión en proyectos de características similares al presente, es necesaria la financiación de capital. Se ha optado por un sistema de financiación bancaria del 80% de la inversión inicial, a amortizar en un periodo de doce años, a un de interés fijo del 4,5% (euribor + 0,5%).

7.4. Inversión

Para poder hacer una valoración de la inversión para el parque solar fotovoltaico diseñado que se diseña para este proyecto, se ha de incluir los siguientes componentes a valoración:

- Equipos fotovoltaicos
 - Placa solar fotovoltaica
 - Inversor de corriente
 - Centro de transformador
 - Punto de evacuación
 - Contadores

- Instalación eléctrica
 - Red de Baja Tensión
 - Red de Media Tensión
 - Protecciones
 - Servicios auxiliares

- Obra civil
 - Permisos de obra
 - Excavaciones y movimiento de tierras
 - Cimentación estructuras paneles
 - Vallado
 - Instalaciones auxiliares

- Diseño de la instalación y dirección de Obra
 - Proyecto y dirección facultativa
 - Project management

- Sistema de seguridad planta
 - Medios mecánicos
 - Medios humanos (puesta en marcha)

El estudio de rentabilidad se realizará para un periodo de tiempo que comprenda los 25 primeros años del funcionamiento de la instalación, dando como opción un periodo de 30 años, considerando que los fabricantes de paneles solares garantizan una vida media de este componente de la instalación de este tiempo, aunque pueden llegar a tener una vida útil de 40 años.

Tal y como se puede ver en el estudio económico para la inversión actual, considerándonos promotores y constructores de la instalación, ésta asciende a 464.888 €, de la cual el coste

porcentual más elevado corresponde al importe de los equipos fotovoltaicos, que supone aproximadamente un 60% de la inversión inicial.

7.5. Previsión de ingresos

Los ingresos generados en la instalación proceden de la facturación anual total, calculada multiplicando un volumen fijo anual de electricidad generada en kW/h, por el precio de la tarifa eléctrica de venta en €/kWh, actualizado anualmente con el IPC, según las indicaciones del IDEA.

El RD 1578/2008 en vigencia del presente proyecto, impone un precio para la energía eléctrica procedente de nuestra instalación de 0,32 € / kWh durante los primeros 25 años. Según estas premisas, la producción que efectuará la instalación según su localización y características será de 57.103 € con un incremento anual del IPC del 2,5%, y considerando un 0,25% de curva de degradación de rendimiento anual de la producción.

7.6. Previsión de gastos

La previsión de gastos incluye:

- *Alquiler de la parcela:* se estima un coste de alquiler del terreno por m²/situación geográfica según mercado.
- *Seguro de la instalación:* se estima un coste de un 1,5%/Wp instalado, actualizándose el valor futuro para cada año, incrementándose la cuota del seguro con el aumento medio del IPC considerado anteriormente.
- *Operación y mantenimiento:* Incluye los gastos de mantenimiento preventivo y correctivo del parque fotovoltaico. Se estima en un 2%/Wp instalado. Se actualizará el valor futuro para cada año, incrementándose con el aumento medio del IPC considerado anteriormente.

- *Intermediario con FECSA-Endesa:* es el organismo intermediario con FECSA-Endesa como medio de facturación a ésta. Se estipula una comisión del 0,5% de la producción mensual kW/h.

El importe de los gastos previstos calculado para esta instalación asciende a 6.909 € anuales, considerando en el estudio su incremento con el IPC estimado, y sin considerar los gastos de devolución del préstamo a la entidad financiera. Tanto los gastos financieros como las amortizaciones se calcularán por separado.

Alquiler de terreno	2.000 €
Seguros	1.733 €
Gastos de operación y mantenimiento.	2.310 €
Intermediación	866 €
TOTAL GASTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	6.909 €

Tabla 7.1. Gastos de operación y mantenimiento.

- *Amortización del préstamo:* el préstamo será amortizado en los próximos 12 años según condiciones bancarias.
- *Gastos de financiación:* Cuota que hay que pagar al banco, que incluye los intereses a pagar por el préstamo concedido. Los gastos de financiación y pago principal están realizados como un crédito real, a medida que descienden los intereses aumenta la amortización de capital.

El importe de los gastos de financiación ascienden a 930 € para un préstamo del 80% del coste de inversión (371.910 €).

- *Impuestos*: el impuesto aplicable es el de sociedades, al tratarse de una actividad económica, siempre que sea positivo y la cantidad facturada anualmente sea inferior a 120.202,41 €, y cuando sea superada el tipo aplicado será del 30%, según el artículo 114 de la Ley 35/2006 de 28 de noviembre.
- *Deducción fiscal*: es una desgravación fiscal por invertir en energías renovables, que se ejecuta en el ejercicio fiscal posterior a la puesta en marcha de la instalación y cuando exista beneficio. Según datos del IDAE la deducción fiscal está limitada a un máximo del 4% de la inversión inicial para el año 2009, y al 2% para el 2010.

7.7. Resultado bruto de explotación

Corresponden a los ingresos anuales de la explotación menos los gastos operativos y mantenimiento.

7.8. Resultado neto de explotación

Corresponden a los ingresos anuales de la explotación menos la amortización de inversión.

7.9. Beneficio antes de impuestos

Calculado como los ingresos anuales de la explotación menos los gastos financieros, de amortización y los intereses.

7.10. Payback

Indica en qué año se recupera la inversión inicial realizada, y por tanto marca el periodo en el que la inversión produce unos beneficios muy superiores a los gastos.

7.11. Valor Neto Añadido (VAN)

Se entiende por VAN de una inversión como la suma de los valores actualizados de todos los flujos de caja netos esperados del proyecto, deducidos de la inversión inicial. Si la inversión de un proyecto tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable, y cuanto mayor sea su valor, mayor es su rentabilidad.

7.12. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es una tasa de descuento que hace que el VAN de una inversión sea igual a cero. Si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que presente un TIR mayor.

En la tabla siguiente se detalla el resultado del análisis realizado, quedando reflejado los conceptos anteriormente desarrollados.

7.13. Conclusión / resumen económico

Datos principales de estudio del análisis de rentabilidad:

1. Inversión inicial: 464.888 €
2. Tiempo de análisis 25 años.
3. Financiación bancaria del 80%, a un tipo de interés fijo del 4,5% en 12 años.
4. IPC estimado anual del 3,2%.
5. Amortización del 100% de la inversión inicial en 9 años.

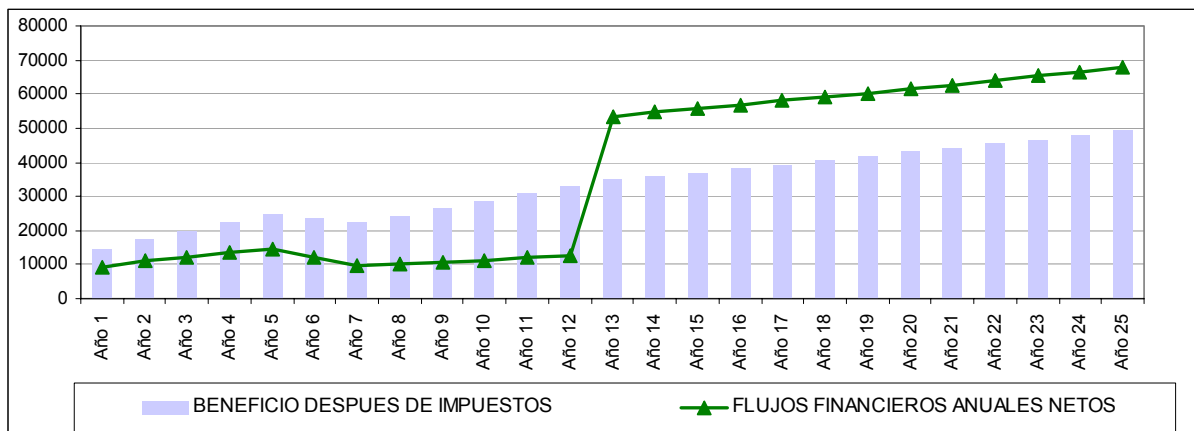


Figura 7.1. Beneficios después de impuestos y flujos financieros netos anuales a 25 años.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
AMORTIZACION PRESTAMO							
Cuota		-40167	-40167	-40167	-40167	-40167	-40167
Intereses		-16247	-15148	-13908	-12786	-11539	-10224
Amortización		-28920	-25019	-26168	-27370	-28628	-29843
Capital pendiente		347890	322871	296803	268432	240804	210861
CALCULO DE LOS FLUJOS DE CAJA							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Ingresos instalacion parque							
Produccion (kwh/año)	173250	172817	172385	171954	171524	171095	
Pvp Venta kwp(€)	0.3200	0.3280	0.3362	0.3446	0.3532	0.3621	
Ingresos por explotación	55440	56684	57956	59256	60596	61946	
Ingresos Energía reactiva	1663	1701	1739	1778	1818	1858	
TOTAL INGRESOS	57103	58384	59694	61034	62403	63803	
Gastos Operación y Mantenimiento							
Alquiler de terreno	2000	2064	2109	2156	2203	2252	
Seguros	1733	1788	1845	1904	1965	2028	
Gastos de operación y mantenimiento.	2310	2384	2460	2539	2620	2704	
Intermediación	866	864	862	860	858	855	
TOTAL GASTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO	6909	7100	7277	7459	7646	7839	
RESULTADO BRUTO EXPLOTACION	50194	51285	52418	53575	54757	55964	
Amortizaciones inversion	18598	18598	18598	18598	18598	18598	
RESULTADO NETO EXPLOTACION	31596	32687	33820	34980	36162	37366	
Gastos financieros							
Comisiones	-930						
Intereses prestamo	-16247	-15148	-13908	-12786	-11539	-10224	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	14423	17541	19924	22183	24623	27145	
Aplicación pérdidas ejercicios anteriores							
Cuota impuesto sociedades	3606	4385	4956	5546	6156	6786	
Deducciones cuota impuesto sociedades	3606	4385	4956	5546	6156	6786	
Deducción acumulada impuesto sociedades	3606	7991	12947	18493	24649	27893	
Impuesto sociedades	0	0	0	0	0	3642	
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	14423	17541	19924	22183	24623	23604	
Beneficio despues de impuestos (+/-)	14.422,58	17.541	19.924	22.183	24.623	23.604	
Amortización (+)	18.666,50	18.598	18.598	18.598	18.598	18.598	
Inversion de activos (-)							
Prestamos recibidos (+)							
Amortización prestamos							
FLUJOS FINANCIEROS ANUALES NETOS	-92.978 €	9.098	11118	12251	13408	14590	12256
PAGO DE IVA							
IVA SOPORTADO		-1105	-1136	-1164	-1183	-1223	-1254
RECUPERACION DE IVA		9137	9342	9551	9765	9985	10209
NETO IVA (+A DEVOLVER)		-74382	-74382	-74382	-74382	-74382	-74382
Neto iva acumulado		-66351	-68145	-69769	-71187	-72425	-73471

Tabla 7.2. Cálculos de financiación y viabilidad para los primeros 6 años para un período de análisis de 25 años

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	-40167	-40167	-40167	-40167	-40167	-40167	0	0	0
	-8848	-7408	-5804	-4330	-2884	-862	0	0	0
	-31319	-32757	-34262	-35836	-37483	-39204	0	0	0
	178543	146785	112523	76887	39204	0	0	0	0
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024
	170667	170241	168815	168381	168967	168545	168123	167703	167284
	0,3711	0,3804	0,3899	0,4006	0,4109	0,4304	0,4411	0,4522	0,4522
	63335	64756	66209	67685	69214	70766	72354	73978	75638
	1900	1943	1986	2031	2076	2123	2171	2219	2269
65235	66699	68195	69725	71290	72889	74525	76197	77907	79607
	2301	2352	2404	2457	2511	2566	2622	2680	2739
	2093	2160	2229	2300	2374	2450	2528	2609	2693
	2791	2880	2972	3067	3165	3267	3371	3479	3590
	853	851	849	847	845	843	841	839	836
8038	8243	8454	8671	8895	9125	9362	9607	9858	10114
	57197	58456	59742	61055	62395	63765	65163	66591	68049
	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596
38602	39860	41146	42459	43800	45169	46567	47995	49453	50941
	-8848	-7408	-5804	-4330	-2884	-862	0	0	0
29753	32451	35242	38129	41116	44207	46567	47995	49453	50941
	7438	8113	8810	9532	10279	11052	11842	11888	12363
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893
	7438	8113	8810	9532	10279	11052	11842	11888	12363
22315	24338	26431	28596	30837	33155	34925	35996	37090	37900
	22315	24338	26431	28596	30837	33155	34925	35996	37090
	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596
	-31319	-32757	-34262	-35836	-37483	-39204	0	0	0
9592	10177	10765	11356	11950	12546	12546	53521	54592	55685
	-1286	-1319	-1353	-1387	-1423	-1460	-1498	-1537	-1577
	10438	10872	10911	11156	11406	11662	11924	12182	12465
	8152	9353	9559	9769	9983	10202	10426	10654	10888
	-14320	-4867	4592	9769	9683	10202	10426	10654	10888

Tabla 7.3. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 7 a 15 para un período de análisis de 25 años.

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
166860	166448	166032	165617	165203	164790	164378	163967	163557	163148
0.4635	0.4750	0.4888	0.4981	0.5116	0.5244	0.5375	0.5508	0.5647	0.5788
77335	79070	80844	82668	84513	86409	88348	90330	92357	94429
2320	2372	2425	2480	2535	2592	2650	2710	2771	2833
78655	81442	83269	85138	87048	89001	90998	93040	95128	97262
2789	2861	2924	2988	3054	3121	3180	3240	3301	3405
2779	2868	2960	3054	3152	3253	3357	3464	3575	3690
3705	3824	3946	4072	4203	4337	4476	4619	4767	4820
834	832	830	828	826	824	822	820	818	816
10117	10384	10659	10943	11234	11535	11844	12163	12491	12830
68537	71058	72610	74195	75814	77466	79154	80877	82636	84432
18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598
50942	52462	54014	55600	57218	58871	60558	62281	64041	65837
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50942	52462	54014	55600	57218	58871	60558	62281	64041	65837
12735	13116	13504	13900	14305	14718	15140	15570	16010	16459
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893
12735	13116	13504	13900	14305	14718	15140	15570	16010	16459
38206	39347	40511	41700	42914	44153	45419	46711	48030	49378
38206	39347	40511	41700	42914	44153	45419	46711	48030	49378
18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598	18598
56802	57942	59106	60295	61509	62749	64014	65306	66626	67973
-1619	-1662	-1708	-1751	-1798	-1846	-1895	-1946	-1998	-2053
12745	13031	13323	13622	13928	14240	14560	14886	15220	15562
11126	11369	11618	11871	12130	12395	12665	12940	13222	13509
11126	11369	11618	11871	12130	12395	12665	12940	13222	13509

Tabla 7.4. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 16 a 25 para un período de análisis de 25 años.

Resultados obtenidos:

VAN= 380.499,11 €

TIR= 18,13%

Si se analizan los datos VAN/TIR se llega a las siguientes conclusiones:

1. El plazo de recuperación de la inversión es de 12 años, debido a que a partir de entonces los ingresos se transforman en beneficios.
2. El VAN obtenido es positivo (380.499,11 €), por lo tanto tiene un valor positivo e indica que la inversión es rentable.

La TIR obtenida es del 18,13%, esto significa que es superior a la tasa de interés de la inversión, por lo tanto, aconsejable.

No obstante, analizando un poco más allá la inversión del parque fotovoltaico, saliéndose ligeramente de los estándares de análisis financieros y apoyándonos en las especificaciones de los fabricantes de placas fotovoltaicas, se llega a la conclusión que el análisis financiero se recalculará para una inversión de 5 años más, 30 años, dado que dichos fabricantes nos proporcionan por certificado que las placas fotovoltaicas “los primeros 12 años un rendimiento mayor o igual al 90% y en total para los 25 primeros años un rendimiento del 80%”. Esto significa que a partir de los 25 años las placas fotovoltaicas no dejarán de funcionar, eso si, con descenso de su rendimiento tal y como ya se ha tenido en cuenta, ya que los históricos de instalaciones fotovoltaicas lo demuestran.

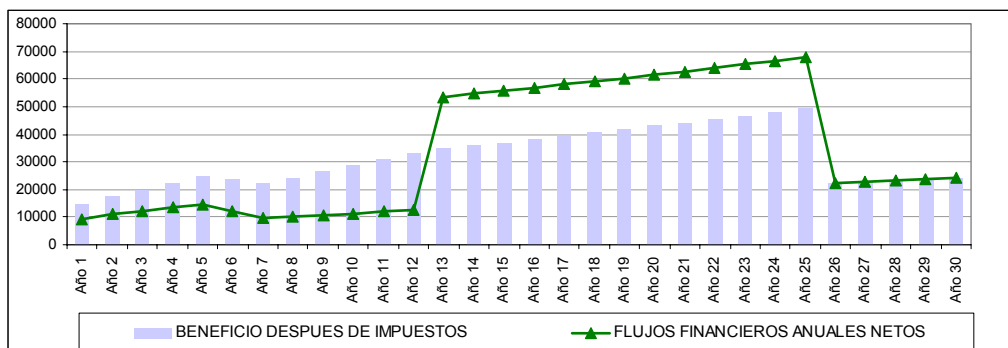


Figura 7.2. Beneficios después de impuestos y flujos financieros netos anuales a 30 años.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
AMORTIZACION PRESTAMO							
Cuota		-40167	-40167	-40167	-40167	-40167	-40167
Intereses		-16247	-15148	-13968	-12796	-11539	-10224
Amortización		-23820	-26189	-28168	-27370	-28628	-29643
Capital pendiente		347890	322971	296903	269432	240904	210961
CALCULO DE LOS FLUJOS DE CAJA							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos instalación parque							
Producción (kwh/año)	173260	172817	172355	171854	171324	170765	170195
Pvp Venta kwp(€)	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200
Ingresos por explotación	55440	55684	55756	55256	55056	54656	54146
Ingresos Energía reactiva	1683	1701	1738	1778	1818	1858	1898
TOTAL INGRESOS	57103	58384	58954	61034	62403	63803	65203
Gastos Operación y Mantenimiento							
Alquiler de terreno	2000	2064	2108	2156	2203	2252	2302
Seguros	1733	1788	1845	1904	1965	2028	2092
Gastos de operación y mantenimiento.	2310	2384	2460	2539	2620	2704	2790
Intermediación	866	884	882	890	898	895	885
TOTAL GASTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO	6909	7100	7277	7459	7646	7839	8039
RESULTADO BRUTO EXPLOTACION							
Amortizaciones inversión	50194	51285	52418	53575	54757	55964	57194
RESULTADO NETO EXPLOTACION	18506	18506	18506	18506	18506	18506	18506
Gastos financieros							
Comisiones	-930						
Intereses préstamo	-16247	-15148	-13968	-12796	-11539	-10224	-8943
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	14423	17541	19824	22183	24623	27145	29804
Aplicación pérdidas ejercicios anteriores							
Cuota impuesto sociedades	3606	4385	4956	5546	6156	6786	7436
Deducciones cuota impuesto sociedades	3606	4385	4956	5546	6156	6786	7436
Deducción acumulada impuesto sociedades	3606	7991	12947	18493	24649	31505	38861
Impuesto sociedades	0	0	0	0	0	0	0
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	14423	17541	19824	22183	24623	27145	29804
Beneficio despues de Impuestos (+/-)	14.422,68	17.541	19.824	22.183	24.623	27.145	29.804
Amortización (+)	18.595,60	18596	18596	18596	18596	18596	18596
Inversión de activos (-)							
Prestamos recibidos (+)							
Amortización préstamos	-23.920,04	-25019	-26168	-27370	-28628	-29943	-31309
FLUJOS FINANCIEROS ANUALES NETOS	-92.978 €	9.098	11118	13408	14590	15772	17054
PAGO DE IVA							
IVA SOPORTADO		-1105	-1136	-1164	-1193	-1223	-1254
RECUPERACION DE IVA		9137	9342	9551	9765	9985	10209
NETO IVA (+A DEVOLVER)		-74382	-74382	-74382	-74382	-74382	-74382
10 AÑOS							
Neto iva acumulado		-66361	-58146	-48759	-41187	-32426	-23471

Tabla 7.5. Cálculos de financiación y viabilidad para los primeros 6 años para un período de análisis de 30 años.

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
	-40167	-40167	-40167	-40167	-40167	-40167	0	0	0	0	0
	-8848	-7409	-5604	-4330	-2684	-662	0	0	0	0	0
	-31318	-32757	-34262	-35836	-37483	-39204	0	0	0	0	0
	178543	146765	112523	76637	39204	0	0	0	0	0	0
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2026
170667	170241	169815	169391	168967	168545	168123	167703	167284	166866	166448	166030
0,3711	0,3804	0,3896	0,3988	0,4080	0,4169	0,4304	0,4411	0,4522	0,4635	0,4750	0,4865
63336	64756	66209	67695	69214	70766	72354	73978	75638	77335	79070	80833
1800	1943	1986	2031	2076	2123	2171	2219	2269	2320	2372	2424
63235	66599	68195	69725	71290	72889	74525	76197	77907	79655	81442	83268
2301	2362	2404	2457	2511	2566	2622	2680	2739	2799	2861	2924
2093	2160	2229	2300	2374	2450	2528	2609	2693	2779	2868	2958
2781	2880	2972	3067	3165	3267	3371	3479	3590	3705	3824	3944
853	851	848	847	845	843	841	839	838	834	832	829
8038	8243	8454	8671	8895	9125	9362	9607	9858	10117	10384	10658
57197	58456	59742	61055	62395	63765	65163	66591	68049	69537	71058	72612
18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596
38602	39860	41146	42459	43800	45169	46567	47995	49453	50942	52462	54022
-8848	-7409	-5604	-4330	-2684	-662	0	0	0	0	0	0
29753	32451	35242	38129	41116	44207	46567	47995	49453	50942	52462	54022
7438	8113	8810	9532	10279	11052	11642	11899	12363	12735	13116	13506
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893
7438	8113	8810	9532	10279	11052	11642	11899	12363	12735	13116	13506
22315	24338	26431	28596	30837	33155	34625	35996	37090	38206	39347	40512
22315	24338	26431	28596	30837	33155	34625	35996	37090	38206	39347	40512
18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596
-31318	-32757	-34262	-35836	-37483	-39204	0	0	0	0	0	0
9592	10177	10765	11356	11950	12546	53521	54592	55685	56802	57942	59106
-1286	-1319	-1353	-1387	-1423	-1460	-1498	-1537	-1577	-1619	-1662	-1706
10438	10672	10911	11156	11406	11662	11924	12192	12465	12745	13031	13321
9152	9363	9569	9780	9983	10202	10426	10654	10888	11126	11369	11616
-14320	-4887	4562	9769	9683	10202	10426	10654	10888	11126	11369	11616

Tabla 7.6. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 7 a 17 para un período de análisis de 30 años.

	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2039
166032	166617	165203	164790	164378	163967	163557	163148	162741	162334	161928	161523	161119	161119
0,4869	0,4891	0,5116	0,5244	0,5375	0,5509	0,5647	0,5788	0,5930	0,6074	0,6220	0,6368	0,6517	0,6668
80344	82658	84513	86409	88348	90330	92367	94429	41662	42506	43562	44520	45528	46528
-2425	-2480	-2535	-2592	-2650	-2710	-2771	-2833	-1250	-1278	-1307	-1336	-1366	-1366
83269	85138	87048	89001	90998	93040	95128	97262	42811	43874	44859	45865	46894	46894
2924	2988	3054	3121	3190	3260	3331	3405	3480	3556	3634	3714	3796	3796
2960	3054	3152	3253	3357	3464	3575	3690	3808	3930	4055	4185	4319	4319
3946	4072	4203	4337	4476	4619	4767	4920	5077	5239	5407	5580	5759	5759
830	828	826	824	822	820	818	818	814	812	810	808	806	806
10659	10943	11234	11535	11844	12163	12491	12830	13178	13537	13906	14287	14679	14679
72610	74195	75814	77466	79154	80877	82636	84432	29733	30337	30952	31578	32215	32215
18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596
54014	55690	57218	58871	60558	62281	64041	65837	29733	30337	30952	31578	32215	32215
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54014	55690	57218	58871	60558	62281	64041	65837	29733	30337	30952	31578	32215	32215
13604	13600	14305	14718	15140	15570	16010	16460	7433	7694	7738	7866	8054	8054
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893	27893
13604	13600	14305	14718	15140	15570	16010	16460	7433	7694	7738	7866	8054	8054
40511	41700	42914	44153	45419	46711	48030	49378	22300	22753	23214	23684	24161	24161
40511	41700	42914	44153	45419	46711	48030	49378	22300	22753	23214	23684	24161	24161
18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596	18596
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59106	60295	61509	62749	64014	65306	66626	67973	22300	22753	23214	23684	24161	24161
-1708	-1751	-1788	-1846	-1885	-1946	-1989	-2053	-2108	-2166	-2225	-2286	-2349	-2349
13323	13622	13928	14240	14686	15020	15220	15562	6866	7020	7177	7338	7503	7503
11618	11871	12130	12385	12665	12840	13222	13500	4757	4854	4962	5052	5154	5154
11618	11871	12130	12386	12665	12840	13222	13500	4757	4854	4962	5052	5154	5154

Tabla 7.7. Cálculos de financiación y viabilidad para los años 18 a 30 para un período de análisis de 30 años.

En este caso, los resultados obtenidos son los siguientes:

VAN= 418.674,68 €

TIR= 18,27%

Analizando los resultados obtenidos, se puede ver que obtenemos una TIR superior de +0,14%, lo cual también representa un aumento del VAN en 38.175,57 €.

8. CONCLUSIONES

A lo largo de este proyecto se ha podido obtener una visión completa de la estructura técnica de un parque solar fotovoltaico con conexión a red de 100 kW, su proceso de instalación, la generación de energía disponible y su viabilidad económica.

Se ha puesto especial énfasis en los elementos más importantes del parque fotovoltaico como son el tipo de panel fotovoltaico, inversor y centro transformador a elegir por sus características técnicas y adaptables a la dimensión de la instalación.

Tiene especial importancia el dimensionamiento y estructuración de las placas fotovoltaicas, no sólo a nivel técnico para determinar los datos máximos de entrada en el inversor, sino también a nivel económico, ya que representa alrededor del 60% del coste total de la instalación.

Se ha realizado el estudio del dimensionado del cableado y las protecciones eléctricas para proteger eléctricamente a la instalación.

Respecto a la viabilidad económica se obtienen conclusiones muy positivas, enfatizando en una tasa interna de retorno del 18,3% y 25 años, amortización de la inversión en 9 años y una financiación bancaria exterior del 80%. Tiene especial interés la alternativa de un análisis financiero a 30 años, dado que técnicamente la instalación lo permite y mejoramos los datos económicos respecto la tasa interna de retorno en un +0,14%.

A todos los efectos, dicho diseño de parque solar fotovoltaico resulta técnica y económicamente viable.

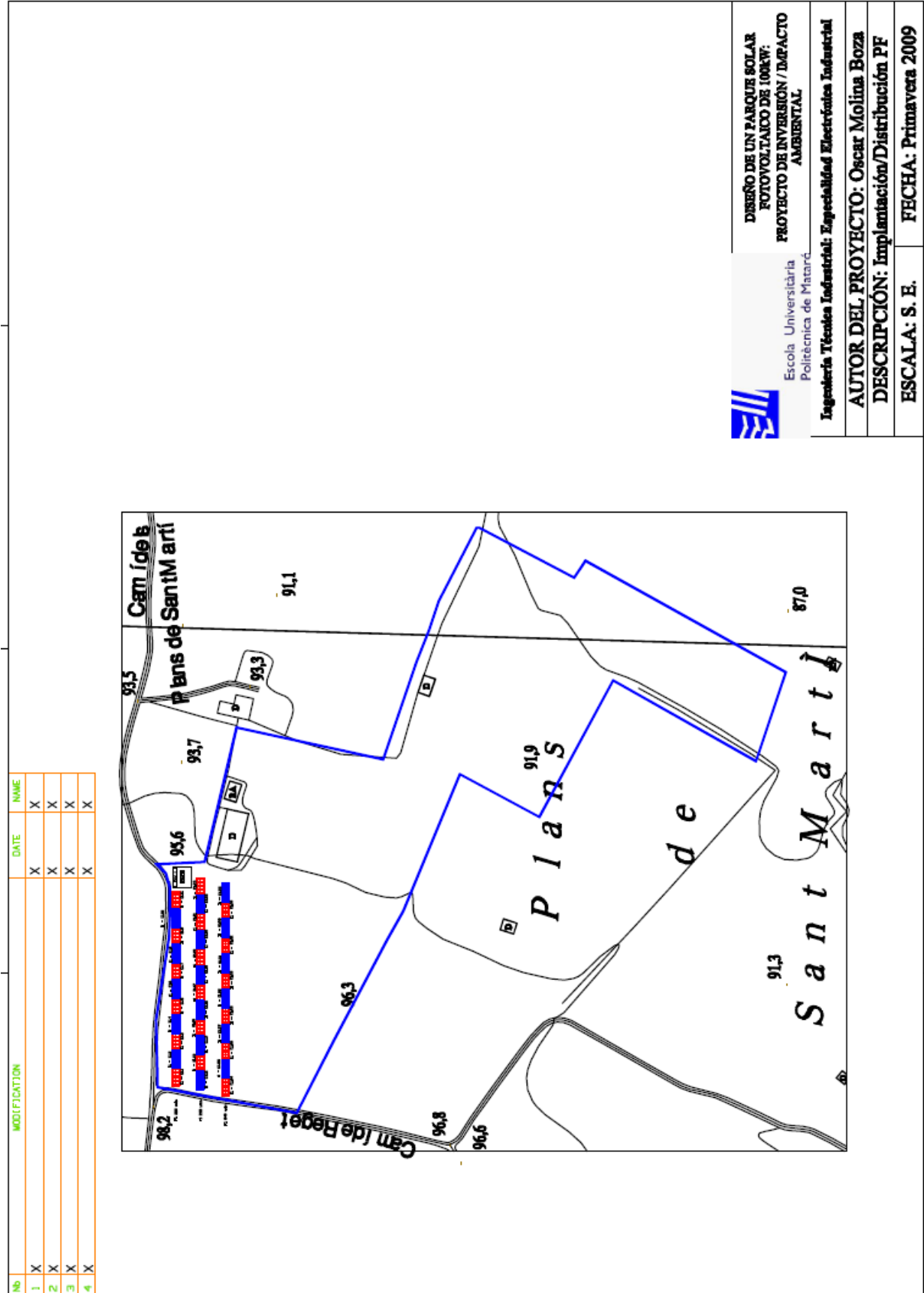
9. BIBLIOGRAFIA


1. Jutglar, L., “ENERGÍA SOLAR”, CEAC, 2004.
2. “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: Normas UNE”, Edita AENOR, 2004.
3. “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: Manual del proyectista”, Edita Junta de Castilla y León (Consejería de economía y empleo) y EREN (Ente regional de la energía de Castilla y León).
4. “Instalaciones eléctricas de baja tensión”, Narciso Moreno Alfonso, Ramón Cano González: Editorial Thomson.
5. Cris Pettey. “Gartner Estimates ICT Industry Accounts for 2 Percent of Global CO2 Emissions” Gartner Press Release (Apr 2007).
6. Prat, Lluís y Calderer, Josep, “Dispositivos electrónicos y fotónicos”.

10. DIRECCIONES URL CONSULTADAS

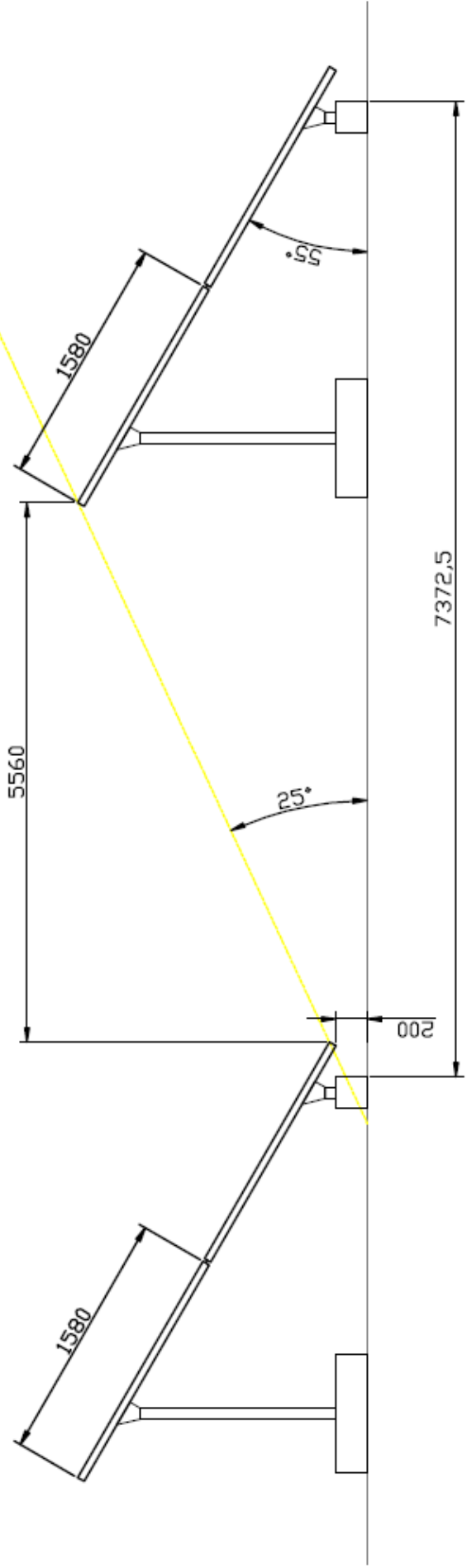
1. <http://www.cener.com/> (Centro nacional de energías renovables)
2. <http://www.censolar.es/>
3. <http://www.conergy.com/> (Estructura soporte)
4. <http://www.df-sa.es/> (Fusibles)
5. <http://www.legrand.com/> (Mecanismos de protección)
6. <http://www.ormazabal.com/> (Centro transformador)
7. <http://www.prysmian.es/> (Cableado)
8. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (Irradiación solar de la zona)
9. <http://www.siemens.es/> (Fusibles)
10. <http://www.sky-global.com/> (Paneles fotovoltaicos)
11. <http://www.SMA-Iberica.com/> (Inversor)
12. <http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php> (Producción de energía anual de la zona)
13. <http://www.tecsun.es/> (Cableado)

11. ANEXO




DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 100kW.
PROYECTO DE INVERSIÓN / IMPACTO AMBIENTAL
 Escola Universitària Politècnica de Mataró
 Ingeniería Técnica Industrial: Especialidad Electrónica Industrial
AUTOR DEL PROYECTO: Oscar Molina Boza
DESCRIPCIÓN: Implantación/Distribución PF
ESCALA: S. E. FECHA: Primavera 2009

Nb	MODIFICATION	DATE	NAME
1	X	X	X
2	X	X	X
3	X	X	X
4	X	X	X



Escola Universitaria
Politécnica de Matanzas

DESEÑO DE UN PARQUE SOLAR
FOTOVOLTAICO DE 100 KW;
PROYECTO DE INVERSIÓN / IMPACTO
AMBIENTAL

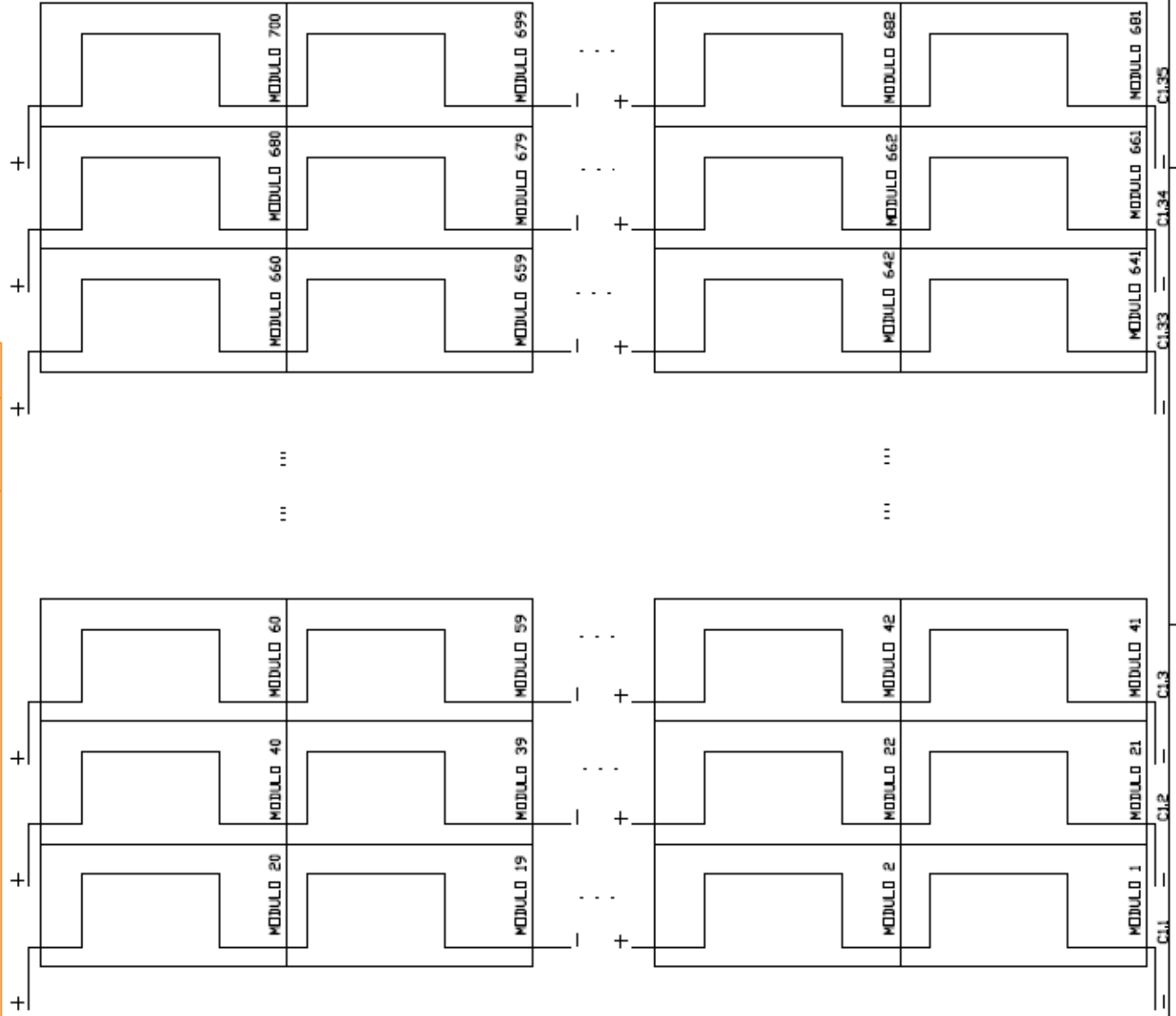
Ingeniería Técnica Industrial: Especialidad Electrónica Industrial

AUTOR DEL PROYECTO: Oscar Molina Boza

DESCRIPCIÓN: Inclinación/Distancia estructuras

ESCALA: S. E. FECHA: Primavera 2009

NO	MODIFICATION	DATE	NAME
1	X	X	X
2	X	X	X
3	X	X	X
4	X	X	X



Escola Universitaria
Politécnica de Matanzar

**DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR
FOTOVOLTAICO DE 100KW:
PROYECTO DE INVERSIÓN / IMPACTO
AMBIENTAL**

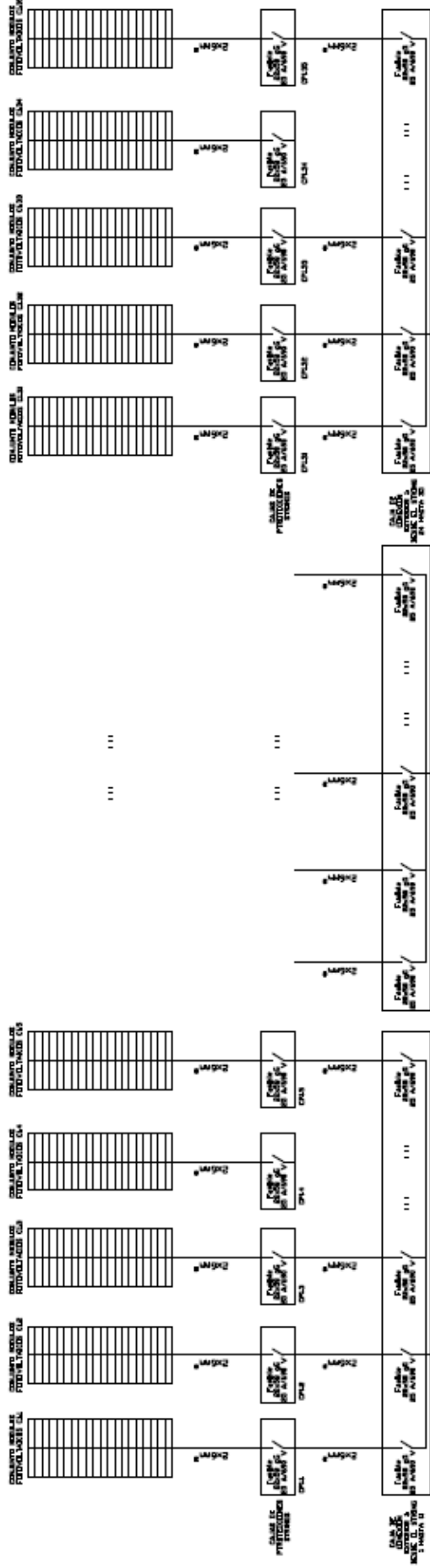
Ingeniería Técnica Industrial: Especialidad Electrónica Industrial

AUTOR DEL PROYECTO: Oscar Molina Boza

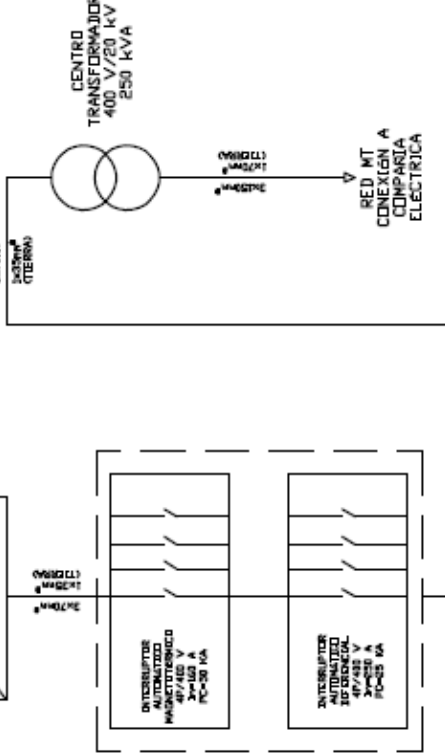
DESCRIPCIÓN: Interconexión paneles

ESCALA: S. E. FECHA: Primavera 2009

MODIFICATION		
Nº	DATE	NAME
1	X	X
2	X	X
3	X	X
4	X	X



INVERSOR 100 kW
400 V
145 A



Escola Universitaria
Politécnica de Matanz

DISÑO DE UN PARQUE SOLAR
FOTOVOLTAICO DE 100 kW:
PROYECTO DE INVERSIÓN / IMPACTO
AMBIENTAL

Ingeniería Técnica Industrial: Especialidad Electrónica Industrial

AUTOR DEL PROYECTO: Oscar Molina Boza

DESCRIPCIÓN: Esquema unifilar

ESCALA: S. E. FECHA: Primavera 2009

HOJA TÉCNICA MÓDULO CRM-165S

INFORMACION GENERAL

Fabricante	Shanghai Chaori Solar Energy Science & Technology Development Co.Ltd.
Origen	China

CÉLULAS

Potencia Nominal (W)	165
Tolerancia (%)	± 3
Tipo de célula	Monocristalino
Número de células por módulo	72
Dimensiones (mm)	125x125

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Voltaje Mpp(V)	35
Corriente Mpp(A)	4,71
Tensión de vacío Voc	29,02 V
Corriente de circuito abierto (V)	43
Corriente de cortocircuito Mpp(A)	5,11
Máximo sistema de voltaje (V)	≧ 715
Número de diodos	3

DIMENSIONES

Altura (mm)	1580
Ancho (mm)	808
Grosor (sin caja) (mm)	46
Peso (Kg)	15
Tipo de marco	Aleación de aluminio anodizado
Tipo de cristal y su grosor (mm)	3,2 ± 0,2

CONDICIONES OPERATIVAS

Temperatura ambiente	25 °C
----------------------	-------

GARANTÍA

Garantía de la potencia	90% los 10 primeros años y 80% a los 25
Garantía de la totalidad del producto	2 años
Certificados	TÜV e IEC-61215

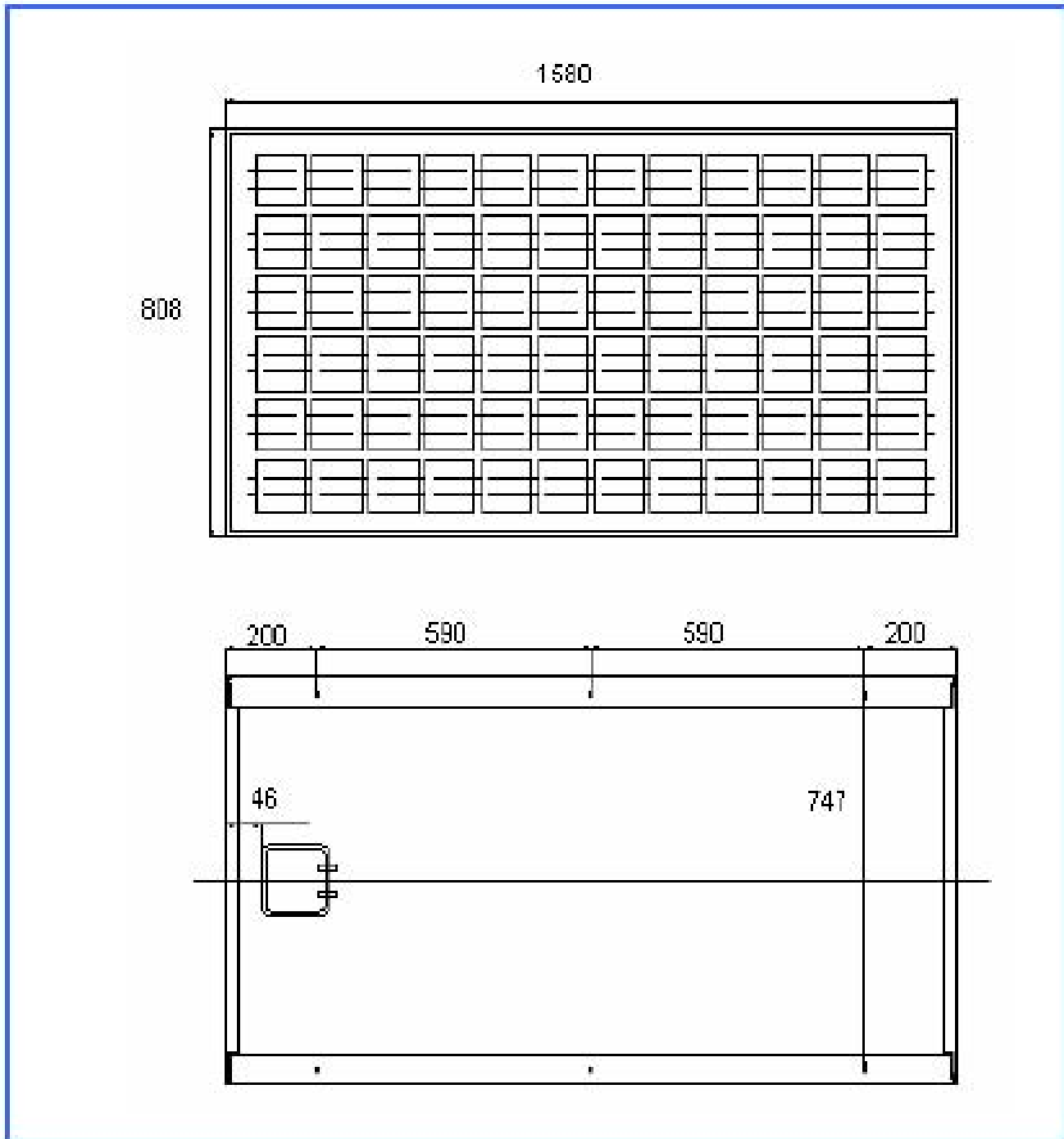
COEFICIENTES DE TEMPERATURA

De Potencia (-)	-0,5% / °C
De Vmax (-)	-0,34% / °C
De Imax (-)	+0,05% / °C
De Vca (-)	-0,34% / °C
De Icc (-)	+0,05% / °C

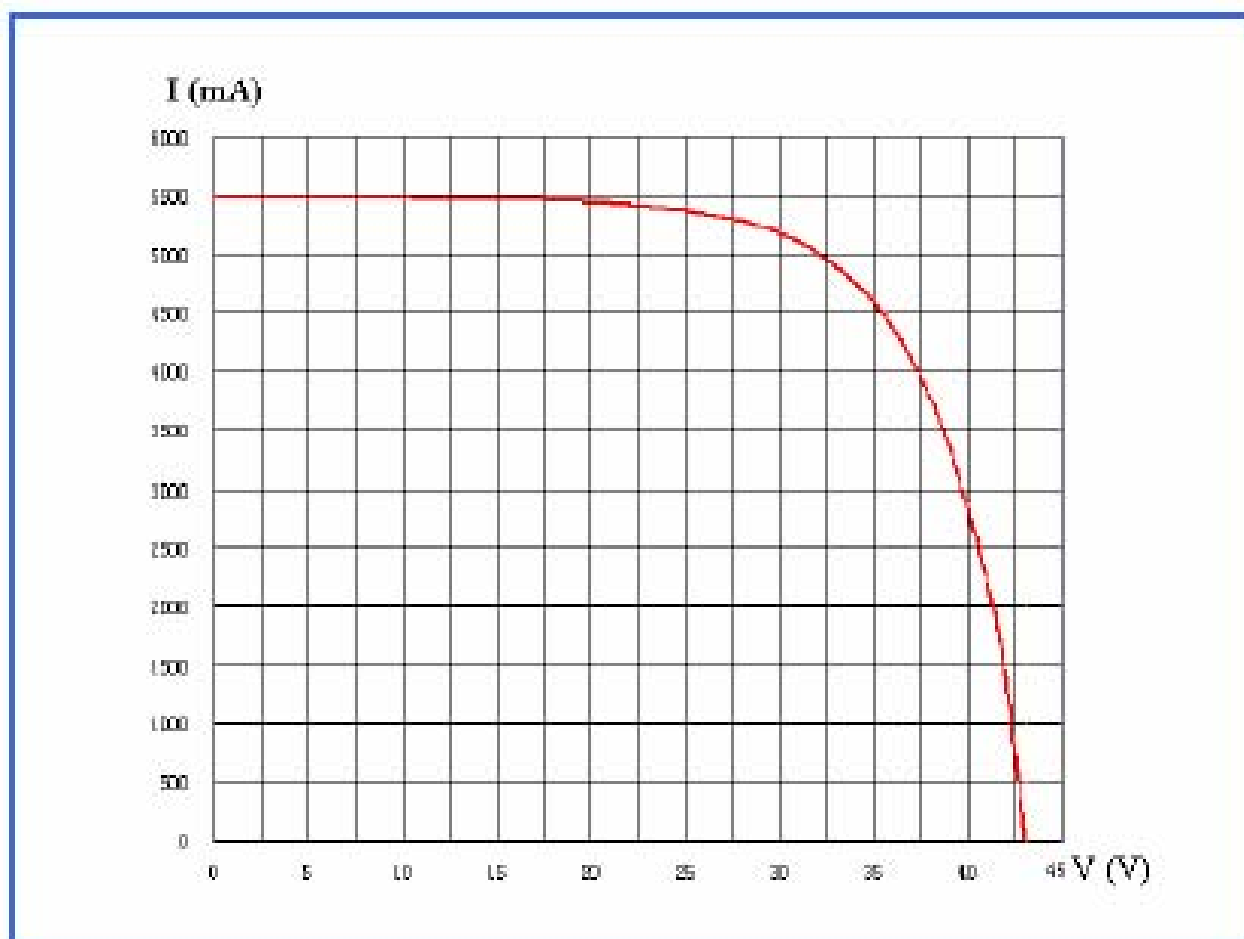
ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS

Potencia máxima (Pmax) (W)	160	165	170	175	180
Intensidad a potencia máxima (Imax) (A)	4,57	4,71	4,85	5	5,14
Intensidad de cortocircuito (Icc) (A)	4,96	5,11	5,27	5,42	5,58
Voltaje a potencia máxima (Vmax)(V)	35	35	35	35	35
Voltaje de circuito abierto (Vca) (V)	43	43	43	43	43
Tolerancia de producción (-)	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%

DIMENSIONES (mm)



CURVA I - V





TÜV Rheinland Group

Certificate

Registration No.: Q 60016695

Page 1

Report No.: 21204379

License Holder:

Shanghai Chaon Solar Energy Science & Technology Development Co., Ltd.
Yangwang Economic Area
Fengqian District
Shanghai 201400
P.R. China

Product:

PV Modules

Type: CRM165S/MONO; CRM165S/MONO;
CRM165S/MONO; CRM175S/MONO;
CRM175S/MONO; CRM185S/MONO;
CRM185S/MONO

Manufacturing Plant:

Shanghai Chaon Solar Energy Science & Technology Development Co., Ltd.
Yangwang Economic Area
Fengqian District
Shanghai 201400
P.R. China

Basic:

IEC 61215 ed. 2: 04.2005
EN 61215 ed. 2: 05.2005
"Crystalline silicon (monocrystalline) photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval"

Factory Inspection
To document the consistent quality of the product factory inspections are performed periodically.



- Qualified, IEC 61215
- Periodic inspection

Remarks:
The details of the factory inspection are documented in report no. 21204379.

Conditions:
The product has to conform according to technical regulations. Any change of the design, materials, components or assembly may require the repetition of some of the qualification tests in order to obtain type approval.
The certificate has a validity of 5 years counting from date of issue.



Dipl.-Ing. M. Adrian

Cologne, 12. January 2007

> Rango de temperaturas ampliado $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$

> Dimensiones reducidas – montaje sencillo

> Rendimiento máximo del 96,7 % y rendimiento europeo del 96,2 %

> Monitorización de la instalación y evaluación de los datos por medio de un registrador de datos integrado

> Posibilidad de realizar consultas a distancia de manera sencilla por acceso remoto

Opcional:

> Monitorización de Strings

> Rango de tensión de entrada de hasta 1000 V en continua

> Funcionamiento con generadores fotovoltaicos con toma a tierra



Sunny Central 100 Outdoor

Inversor compacto para un servicio en exteriores exigente

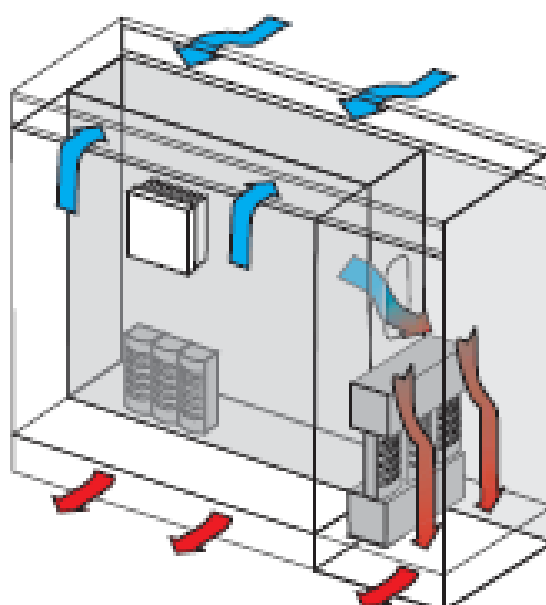
Pura fuerza a buen precio: El Sunny Central 100 es el inversor para exteriores idóneo para su instalación en campo abierto. Gracias a su carcasa apta para intemperie y su rango de temperatura ampliado es el equipo perfecto para el funcionamiento fiable en exteriores, incluso bajo condiciones ambientales extremas. Para usted el empleo del Sunny Central 100 representa un beneficio por partida doble: por un lado su construcción compacta reduce considerablemente los gastos de montaje, y por el otro su alto rendimiento lo convierte en uno de los inversores centrales más eficientes de su clase.

Datos técnicos

Sunny Central 100 Outdoor

	SC 100 Outdoor	
Parámetros de entrada		
Potencia fotovoltaica máx. (recomendada), P_{PV}	110 kWp(1)	
Rango de tensión de CC, MPPT (U_{CC})	±50 V - 820 V	
Tensión máxima de CC admisible ($U_{CC,max}$)	900 V / opcional 1000 V	
Corriente continua máx. admisible ($I_{CC,max}$)	235 A	
Factor de distorsión de la tensión fotovoltaica (U_{DF})	< 3 %	
Entradas de CC / Punto de conexión sin fusible	3 x Positivo (120 mm ²) M 12 tornillos 3 x Negativo (120 mm ²) M 12 tornillos	
Parámetros de salida		
Potencia nominal de CA (P_{CA})	100 kW	
Tensión de trabajo, ± 10 % (U_{CA})	±200 V	
Corriente nominal de CA ($I_{CA,nom}$)	145 A	
Estructura de la red	TT, TN-S, Red TN-C	
Rango de trabajo, frecuencia de la red (f_{CA})	50 Hz - 60 Hz	
Coefficiente de distorsión no lineal de la corriente de red ($K_{WC}THD_{WC}$)	< 3 % a potencia nominal	
Factor de potencia ($\cos \phi$)	$\geq 0,99$ a potencia nominal	
Coefficiente de rendimiento según EN50160		
10 %; 25 %; 50 %; 75 %; 100 % von $I_{CA,nom}$ (f) 10; 25, 50, 75, 100	94,2 / 94,4 / 96,7 / 94,4 / 96,2 %	
Euroset (f)	96,2 %	
Dimensiones y peso		
Ancho / alto / fondo (mm)	1270 / 1850 / 870	
Peso (m)	925 kg	
Consumo de potencia		
Consumo propio en funcionamiento (P_{dis})	< 1 % de $P_{CA,nom}$	
Consumo propio en standby ($P_{standby}$)	< aprox. 50 W	
Tensión auxiliar externa / estructura de la red	opcional 230 V, 50/60 Hz Red TN-S	
Fusible de entrada exterior	B 16 A, de 1 polo	
Interfaz SCC (Sunny Central Control)		
Comunicación (opcional)	Análogica, ISDN, Ethernet, GSM	
Entradas analógicas	opcional 1 x PT 100, 2 x $A_{in,2}$	
Descargador de sobretensión por entradas analógicas	opcional	
Conexión del Sunny String Monitor (CSM 1)	RS485	
Conexión PC (COM 3)	RS232	
Contacto libre de tensión (para tests de averías externas)	1	

OptiCool: El sistema de refrigeración de dos cámaras que asegura la potencia nominal a 40 °C de temperatura ambiente



Características		
Color de la carcasa	base + techo RA1 7024 caja RA1 9022	
Display (SQC)	si	
Monitorización de toma a tierra	si (opcional ajustable)	
Calibración	si	
Interruptor de emergencia "Emergency stop"	no	
Interruptor de potencia en el lado de CA	si	
Interruptor de potencia en el lado de CC	accionado por motor	
Descargadores de sobretensión CA monitorizados	opcional	
Descargadores de sobretensión DC monitorizados	si	
Descargadores de sobretensión monitorizados, alimentación auxiliar	si	
Estándares		
CEM	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4	
Monitorización de red	según las directrices de la VDEW	
Conformidad CE	si	
Grado de protección y condiciones ambientales		
Grado de protección según EN 60529	IP44 / IP54	
Temperaturas ambiente admisibles (T)	-20 °C... +50 °C(1)	
Humedad del aire rel. no condensante (U _{rel})	15... 95 %	
Altitud máx. sobre el nivel del mar (MNH)	1.000 m	
Calidad del aire según EN 60721-3-3 (según niveles mínimos)	clase 3S2	
Consumo de aire fresco (V _{ext})	2.300 m ³ /h	
Conducto de aire instalación en invierno	Entrada de aire por el techo Salida de aire por la base	

1) La información aplica a valores de modificación de ± 1.000 (kW)/(MW) a. año(1)

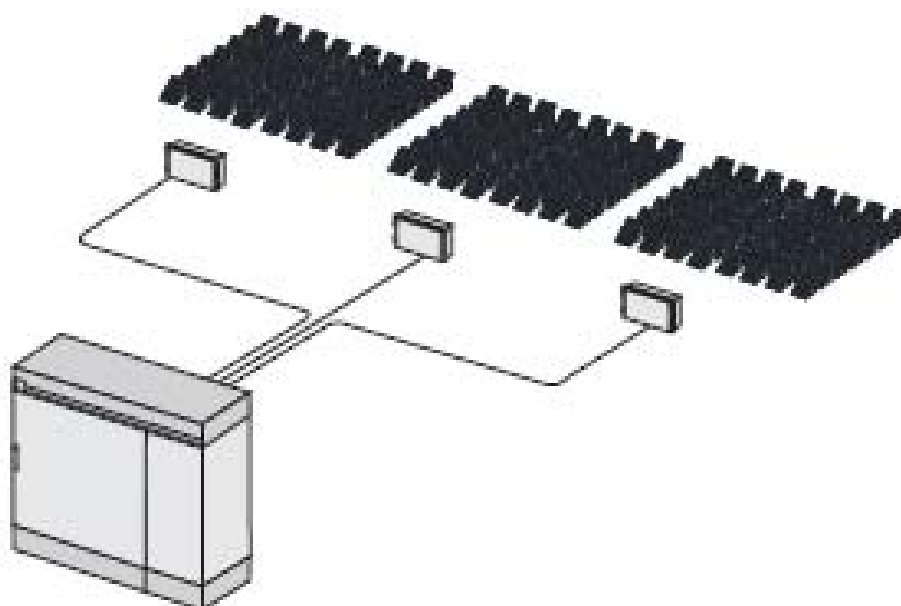
2) Conexión para un sensor analógico de dos conductores por parte del cliente

3) Mantenimiento de los valores nominales hasta una temperatura ambiente de 40 °C, o una temperatura ambiente de 50 °C manteniendo de los valores nominales por dos horas

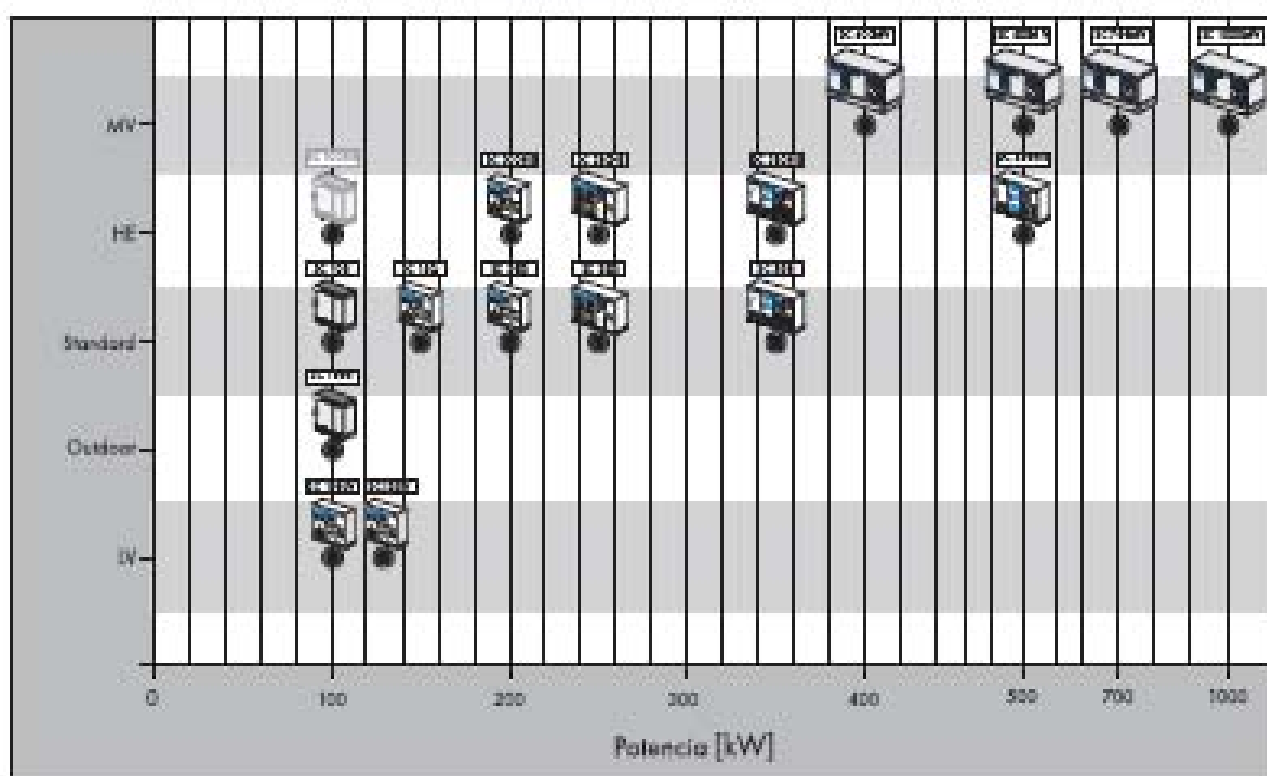
Por favor tengase cuenta

las indicaciones para el transporte de Sunny Central, el manual de instalación de Sunny Central, la necesidad de proveer una base apropiada, ventilación suficiente y protección solar adecuada si la hora de instalar el SC Outdoor.

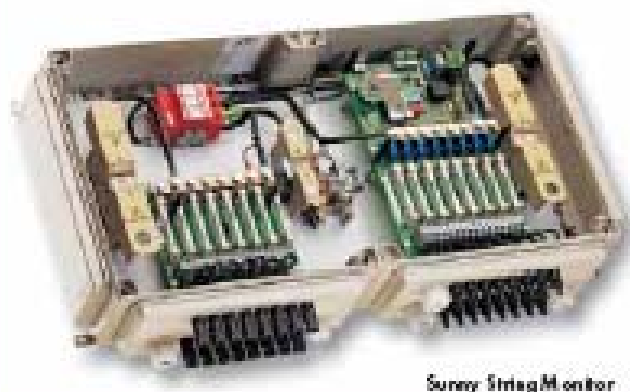
Sunny Central 100: Modelo de cableado con Sunny String Monitor



Producto Sunny Central: Visión general



Accesorios



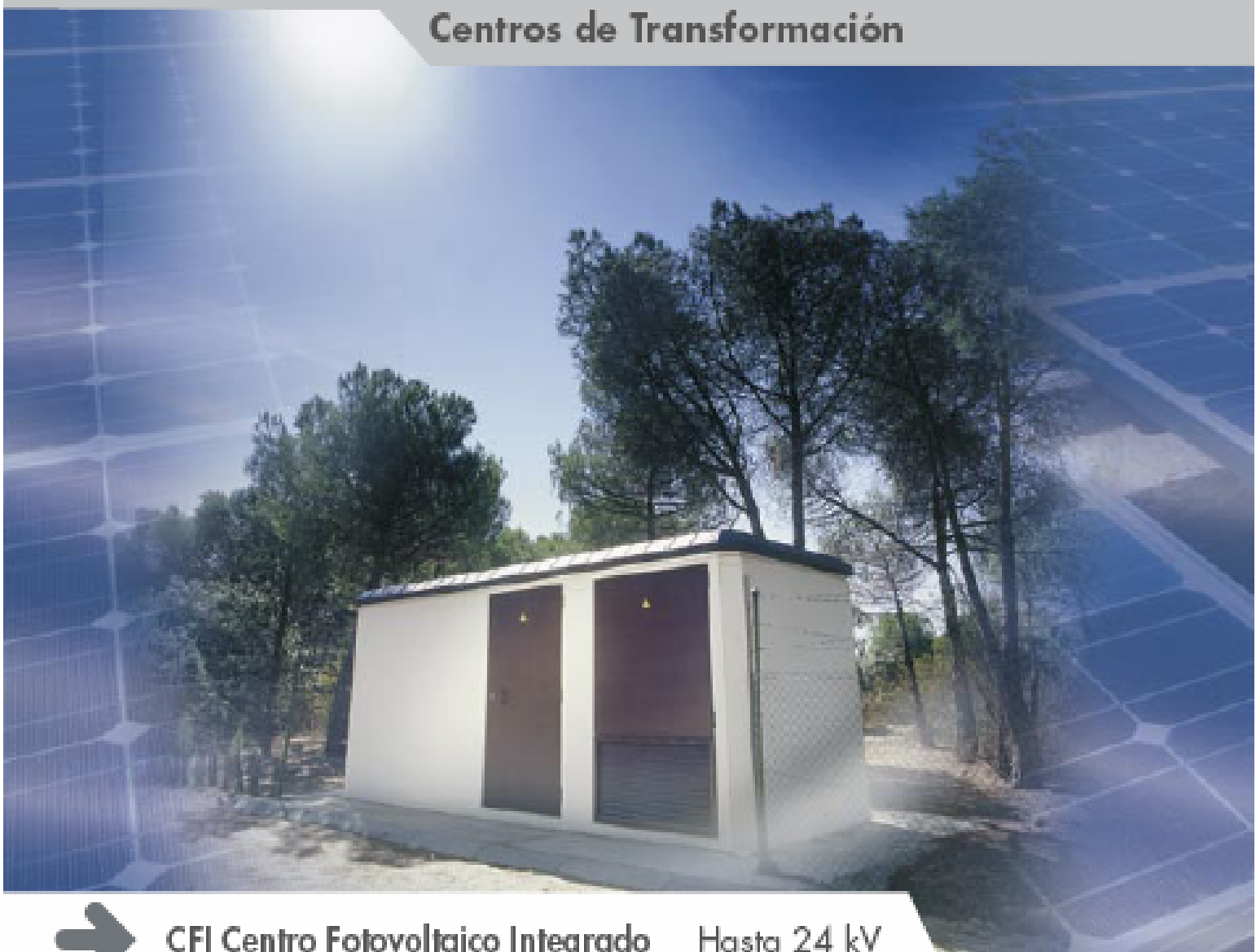
- Sección de gestión de energía:** El módulo de gestión de energía Sunny Manager permite el control de la energía.
- Panel de control:** El panel de control Sunny Manager permite el control de la energía.
- Análisis y diagnóstico:** El módulo de diagnóstico Sunny Manager permite el control de la energía.
- Monitorización de la energía:** El módulo de monitorización Sunny Manager permite el control de la energía.
- Monitorización de la energía:** El módulo de monitorización Sunny Manager permite el control de la energía.
- Monitorización de la energía:** El módulo de monitorización Sunny Manager permite el control de la energía.

www.SMA-Iberica.com
 Freecall 00800 SUNNYBOY
 Freecall 00800 78669269

SMA Technologie AG



Centros de Transformación



CFI Centro Fotovoltaico Integrado Hasta 24 kV



DESCRIPCIÓN

Solución para la transformación de energía solar en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Media Tensión, compuesta por un edificio prefabricado monobloque capaz de albergar el Centro de Transformación y los elementos específicos de este tipo de instalaciones.



CARACTERÍSTICAS GENERALES

Centro de Transformación compuesto por:

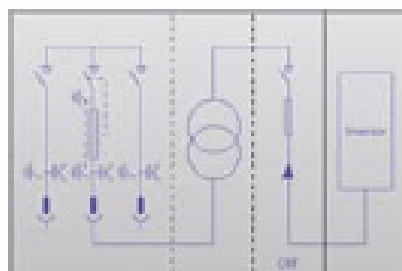
- Envolvente monobloque de hormigón armado vibrado.
- Celdas de MT.
- Cuadro de BT.
- Transformador BT/MT.

Recinto de Inversor independiente:

Diseñado para la ubicación y funcionamiento en condiciones óptimas del inversor.

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

- Celdas de MT con aislamiento integral en gas SF₆, modulares y/o compactas, hasta 24 kV (configuraciones 2L1P, 1L1P, 0L1L1P, ...).
- Transformador de distribución BT/MT hasta 24 kV / 100-160 kVA con llenado integral en aceite (posibilidad en silicona y mildel).
- Cuadro de BT con interruptor en carga (160 A y 250 A) y bases portafusibles (disponibilidad de integración de circuitos de Servicios Auxiliares).
- Equipo extractor helicoidal mural para ventilación forzada en el recinto del inversor.
- Posibilidad de ubicación de los inversores más comunes del mercado.



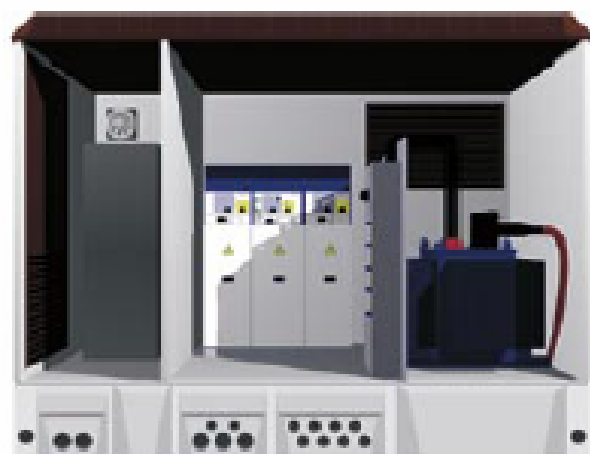
Ejemplo: Configuración con celdas OGMCOSMOS-2LP.

VENTAJAS

- Solución completa e integrada, con espacios independientes y diferentes accesos, según los requerimientos de la explotación y/o mantenimiento de los equipos.
- Edificio diseñado específicamente para la ubicación en su interior de aparataje eléctrico, teniendo además, entre otras, las siguientes características: resistencia a inclemencias meteorológicas, integración en el entorno y mínimo impacto visual.
- Rendimiento óptimo de ventilación. Mejor control del ambiente, con un menor consumo, al independizar el recinto de Inversor.
- Disminución de costes de obra civil.
- Integración completa de los elementos en fábrica (opcional).

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Dimensiones exteriores	
Longitud [mm]	4460
Anchura [mm]	2380
Altura vista [mm]	2585
Peso envolvente (vacía) [kg]	
	12000



Nota: Para otras configuraciones / valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.

En cuanto a la intensidad máxima permanente admisible en los conductores, de acuerdo con lo especificado en la norma UNE 20435, dependerá de:

- La profundidad de la instalación.
- La resistividad térmica y naturaleza del terreno.
- Temperatura máxima del terreno a la profundidad de instalación.
- La proximidad de otros cables que transporten energía.
- La longitud de las canalizaciones dentro de tubos: número y agrupamiento de éstos, separación entre ellos y material que los constituya.

Las tablas de carga que siguen se han previsto para las siguientes condiciones "tipo" de la instalación:





Un cable tripolar o tres unipolares trabajando con corriente alterna, enterrados en toda su longitud en una zanja de 70 cm de profundidad, en un terreno de resistividad media de 1 K·m/W y temperatura ambiente de 25°C o un cable bipolar, o un par de cables unipolares.

Recordamos una vez más que, no se consideran activos los conductores de protección (tierra) ni los neutros (salvo la influencia de los armónicos en éstos últimos). Por ello hablamos siempre de cables tripolares o ternas de unipolares (trifásica) o cables bipolares o 2 cables unipolares (monofásica).

INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (CABLES SOTERRADOS)





Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de aluminio de los tipos AL AFUMEX 1000 V (AS) y AL VOLTALENE FLAMEX (S) (aislamiento tipo A), BUPRENO (aislamiento tipo B) directamente enterrados (para instalaciones bajo tubo ver también el siguiente apartado de factores de corrección).

TABLA C.2 - CONDUCTORES DE ALUMINIO

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares 		1 cable tripolar 		2 cables unipolares 		1 cable bipolar 	
	Tipo de aislamiento							
	Aluminio	A	B	A	B	A	B	A
16	97	94	90	86	118	115	110	105
25	125	120	115	110	153	147	140	134
35	150	145	140	135	183	177	171	165
50	180	175	165	160	219	214	202	196
70	220	215	205	200	269	263	251	245
95	260	255	240	235	318	312	294	287
120	295	290	275	270	361	355	336	330
150	330	325	310	305	404	398	379	373
185	375	365	350	345	459	447	428	422
240	430	420	405	395	526	514	496	483
300	485	475	460	445	594	581	563	545
400	550	540	520	500	673	661	637	612

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre de los tipos AFUMEX 1000 V (AS) IRISTECH y RETENAX (aislamiento tipo A), BUPRENO (aislamiento tipo B) directamente enterrados (para instalaciones bajo tubo ver también el siguiente apartado de factores de corrección).

TABLA C.3 - CONDUCTORES DE COBRE

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares 		1 cable tripolar 		2 cables unipolares 		1 cable bipolar 	
	Tipo de aislamiento							
	Cobre	A	B	A	B	A	B	A
6	72	70	66	64	88	85	90	78
10	96	94	88	85	117	115	107	104
16	125	120	115	110	153	147	140	134
25	160	155	150	140	196	189	183	171
35	190	185	180	175	232	226	220	214
50	230	225	215	205	281	275	263	251
70	280	270	260	250	343	330	318	306
95	335	325	310	305	410	398	374	373
120	380	375	355	350	465	459	434	428
150	425	415	400	390	520	508	490	477
185	480	470	450	440	588	575	551	539
240	550	540	520	505	673	661	637	618
300	620	610	590	585	759	747	722	692
400	705	690	665	645	863	845	814	79

TECSUN (PV) (AS)

Tensión nominal **0,6/1 kV**Norma europea **DKE/VDE "Requirements for cables for PV systems" HD 22.13**Designación europea **S1Z2-F (PV) (AS)**

DESCRIPCIÓN

CUBIERTA

Material: EVA 120 °C según DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EMS). Doble capa.
Color: Negro, rojo o azul

APLICACIONES

Cable de alta seguridad (AS), especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección (protección de clase II). También para conexión de paneles en serie.

CABLES DISPONIBLES EN STOCK

SECCIONES DISPONIBLES

SECCIÓN	COLOR CABLE	SECCIÓN	COLOR CABLE
1 x 1,5	AZ-NE-RO	1 x 16	NE
1 x 2,5	AZ-NE-RO	1 x 25	NE
1 x 4	AZ-NE-RO	1 x 35	NE
1 x 6	AZ-NE-RO	1 x 50	NE
1 x 10	NE	1 x 70	NE

Código de colores:

AZ-Azul ; NE-Negro ; RO-Rojo. Otras posibilidades, consultar.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/10m	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/10m)	Intensidad admisible al aire (1) A	Caida de tensión VA/10m	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1x1,5	1,6	4,4	4,9	33	13,7	25	26,5	21,36
1x2,5	1,9	4,9	5,2	43	8,21	34	15,92	12,88
1x4	2,4	5,1	5,9	58	5,09	46	9,96	8,1
1x6	2,9	5,7	6,5	77	3,39	59	6,74	5,51
1x10	3,9	7,5	8,3	134	1,95	82	4	3,31
1x16	5,4	9,3	10,1	198	1,24	110	2,51	2,12
1x25	6,4	10,5	11,4	290	0,795	140	1,59	1,37
1x35	7,5	12	12,9	394	0,565	174	1,15	1,01
1x50	9	13,9	14,9	549	0,393	210	0,85	0,77
1x70	10,8	15,9	17	756	0,277	269	0,59	0,56

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (1x monofásica). (Ver página 23).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A).

Caidas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla E.2.

NOTA: para accesorios de conexión del cable Tecsun (PV) (AS) ver conectores Tecplug en el apartado de accesorios para baja tensión

RETENAX FLEX

Tensión nominal: **0,6/1 kV** Norma básica: **UNE 21123-2** Designación genérica: **RV-K**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Alta flexibilidad



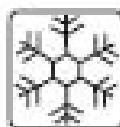
No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2



Reducida emisión de halógenos
UNE EN 50267-2-1



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites

- Norma constructiva: UNE 21123-2.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2 ; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión GH < 14%.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
 (Ver tabla de colores según número de conductores).



CUBIERTA

Material: Mezcla de polietileno de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.
Colores: Negro, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).
 Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1,5, 2x2,5, 3G1,5, 3G2,5.

APLICACIONES

- * Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una mayor facilidad de manipulación y no es obligatorio. **Afumex (AS).**
 - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
 - Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
 - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Flextreme).

RETENAX FLEX



Tensión nominal **0,6/1 kV**

Estándar **UNE 2123-2**

Designación genérica **RV-K**

CÓDIGO DE COLORES DE FRANJAS IRISTECH DE LA CUBIERTA

Sección	Color	Sección	Color	Sección	Color
1,5	Rojo	6	Gris	25	Amarillo
2,5	Azul	10	Naranja	35	Verde
4	Marrón	16	Azul claro	≥ 50	Blanco

CABLES DISPONIBLES EN STOCK*

SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK

1 conductor (NE)			
1 x 2,5	1 x 4	1 x 6	1 x 10
1 x 16	1 x 25	1 x 35	1 x 50
1 x 70	1 x 95	1 x 120	1 x 150
1 x 185	1 x 240	-	-

2 conductores (AZ-MA)			
2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 4	2 x 6
2 x 10	2 x 16	-	-

3 conductores (AV-AZ-GR)			
3 G 1,5	3 G 2,5	3 G 4	3 G 6
3 G 10	3 G 16	-	-

4 conductores (AZ-GR-MA-NE)			
**4 G 1,5	**4 G 2,5	**4 G 4	**4 G 6
4 x 6	**4 G 10	4 x 10	**4 G 16
4 x 16	4 x 25	4 x 35	4 x 50

5 conductores (AV-AZ-GR-MA-NE)			
5 G 1,5	5 G 2,5	5 G 4	5 G 6
5 G 10	5 G 16	5 G 25	5 G 35

* Sujeto a modificaciones. (Consulta tarifa vigente).

** AV-GR-MA-NE

Código de colores: AV-Amarillo/Verde ; AZ-Azul ; GR-Gris ; MA-Marrón ; NE-Negro.

Nota: La "G", en lugar del signo "x", indica que incluye conductor de protección amarillo/verde.

GUÍA DE SELECCIÓN DE ACCESORIOS EN BAJA TENSIÓN

FOTOVOLTAICA



Tipo accesorio	Aplicación	Accesorio BT	Página
Conectores y latiguillos	Instalaciones fotovoltaicas	TECPLUG	196

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma técnica: **UNE 21023-2**Designación genérica: **RY-K**

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Coste de instalación IVA km	
							con φ = 1	con φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,3	135	1,91	68	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1460	0,129	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,8	1830	0,106	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14	0,19
-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	45	No Permitido	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,9	6,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	154	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	188	166	0,99	0,88
-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,9	6,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	110	96	1,82	1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	214	170	0,6	0,56

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1 x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Tensión nominal: 0,6/1 kV

Norma técnica: UNE 21123-2

Designación genérica: BV-K

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados) - continuación

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 95	1,1	35,9	3290	0,206	259	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	39,2	4060	0,161	301	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,2	5070	0,129	343	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	50,3	6400	0,106	391	291	0,22	0,25
3 x 240	1,7	56,7	8200	0,0801	468	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	62,2	10450	0,0641	-	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	9,9	135	13,3	20	No Permitido	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	11	160	7,98	26,5	No Permitido	16,23	13,1
4 G 4	0,7	12,1	245	4,95	36	No Permitido	10,16	8,23
4 G 6	0,7	13,5	330	3,3	46	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	16,2	520	1,91	65	58	4,06	3,34
4 x 16	0,7	19,9	796	1,21	87	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24	1240	0,78	110	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	27,7	1700	0,554	137	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,2	2430	0,386	167	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	35,8	3260	0,272	214	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	39,8	4210	0,206	259	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	43,7	5178	0,161	301	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	49,5	6476	0,129	343	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	56,1	8778	0,106	391	291	0,22	0,25
4 x 240	1,7	63,2	10526	0,0801	468	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	10,8	160	13,3	20	No Permitido	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	12	215	7,98	26,5	No Permitido	16,23	13,1
5 G 4	0,7	13,2	300	4,95	36	No Permitido	10,16	8,23
5 G 6	0,7	14,8	400	3,3	46	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	17,7	630	1,91	65	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	21,8	976	1,21	87	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,2	1460	0,78	110	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	30,6	2070	0,54	137	117	1,17	1,01

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1 x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2 x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

(Ver página 23).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A) para instalaciones interiores o receptoras. Para redes de distribución subterráneas ver apartado C o C bis).

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.

Aplicaciones

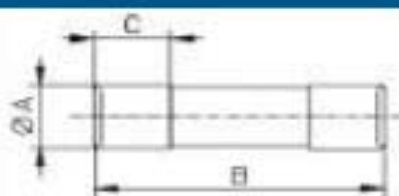
Instalaciones industriales de todo tipo. Existen dos tipos, en función de sus características de fusión:

- **gI-gG:** Fusión lenta-rápida, siendo lenta para pequeñas sobrecargas y rápida para grandes sobrecargas (cortocircuitos). Pueden ser utilizados en todo tipo de instalación eléctrica.

- **aM:** Utilizados para protección de motores en condición de cortocircuito, admiten elevados picos de corriente, por lo cual deben utilizarse con otro dispositivo para protección por sobrecarga.

Dimensiones (mm)

	8 x 31	10 x 38	14 x 51	22 x 58
A	8,5	10,3	14,3	22,2
B	31,5	38	51	58
C	6,3	10	13	16



Especificaciones técnicas

Tensión nominal		690-500-400 Vac.
Corriente nominal	8 x 31	1...25A.
	10 x 38	1...32A.
	14 x 51	1...50A.
	22 x 58	2...125A.
Capacidad de ruptura		120 kA @ 500 Vac.
		80 kA @ 690 Vac.
		20 kA @ 400 Vac.
Características de fusión		gI-gG, aM.
Normas		IEC 269-1, IEC 269-2-1.
		NFC 63.210, 63.211.
		UNE 21.103.

Tipo aM

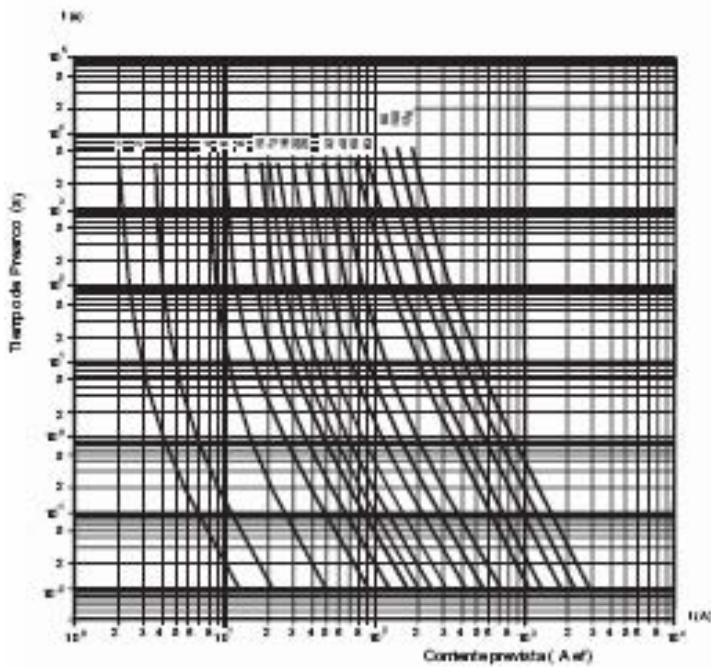
	Referencia	Intensidad nominal (A)	Tensión nominal (Vac)	Capacidad de ruptura (kA)	Tamaño		
 ZR00	411001	1	400	20	8,5 x 31,5 T-00		
	411002	2	400	20			
	411004	4	400	20			
	411006	6	400	20			
	411008	8	400	20			
	411010	10	400	20			
	411012	12	400	20			
	411016	16	400	20			
	411020	20	400	20			
	411025	25	400	20			
 ZR0	440001	1	500	120	10 x 38 T-0		
	440002	2	500	120			
	440004	4	500	120			
	440006	6	500	120			
	440008	8	500	120			
	440010	10	500	120			
	440012	12	500	120			
	440016	16	500	120			
	440020	20	500	120			
	440025	25	500	120			
	440032	32	400	120			
	 ZR1	441001	1	690		80	14 x 51 T-1
		441002	2	690		80	
		441004	4	690		80	
441006		6	690	80			
441008		8	690	80			
441010		10	690	80			
441012		12	690	80			
441016		16	690	80			
441020		20	690	80			
441025		25	690	80			
441032		32	500	120			
441040		40	500	120			
441050		50	400	120			
 ZR2		442002	6	690	80	22 x 58 T-2	
	442004	8	690	80			
	442006	10	690	80			
	442008	12	690	80			
	442010	16	690	80			
	442020	20	690	80			
	442025	25	690	80			
	442032	32	690	80			
	442040	40	690	80			
	442050	50	690	80			
	442063	63	690	80			
	442080	80	690	80			
	442000	100	500	120			
	442015	125	400	120			

Tipo gl-gG

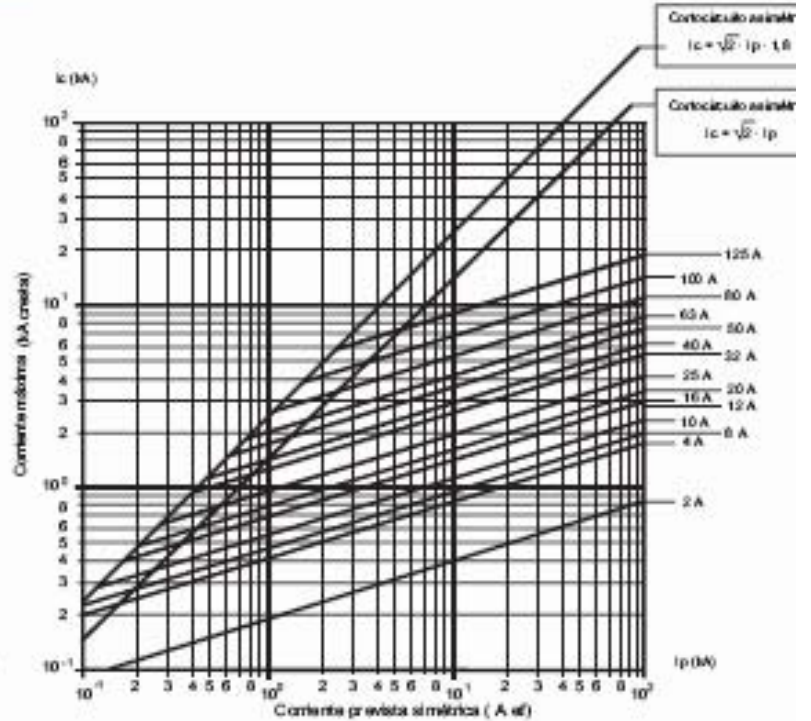
	Modelo	Referencia	Intensidad nominal (A)	Tensión nominal (Vac)	Capacidad de ruptura (kA)	Tamaño
	ZR00	420501	1	400	20	8,5 x 31,5
		420502	2	400	20	
		420504	4	400	20	
		420506	6	400	20	
		420508	8	400	20	
		420510	10	400	20	
		420512	12	400	20	
		420516	16	400	20	
		420520	20	400	20	
		420525	25	400	20	
	ZR0	420001	1	500	120	10 x 38
		420002	2	500	120	
		420004	4	500	120	
		420006	6	500	120	
		420008	8	500	120	
		420010	10	500	120	
		420012	12	500	120	
		420016	16	500	120	
		420020	20	500	120	
		420025	25	500	120	
	ZR1	423001	1	690	80	14 x 51
		423002	2	690	80	
		423004	4	690	80	
		423006	6	690	80	
		423008	8	690	80	
		423010	10	690	80	
		423012	12	690	80	
		423016	16	690	80	
		423020	20	690	80	
		423025	25	690	80	
		423032	32	500	120	
		423040	40	500	120	
		423050	50	400	120	
			ZR2	422004	4	
422006	6			690	80	
422008	8			690	80	
422010	10			690	80	
422012	12			690	80	
422016	16			690	80	
422020	20			690	80	
422025	25			690	80	
422032	32			690	80	
422040	40			690	80	
422050	50			690	80	
422063	63			690	80	
422080	80			500	120	
422000	100			500	120	
422015	125			400	120	

Clase gI-gG

Características de fusión t-I



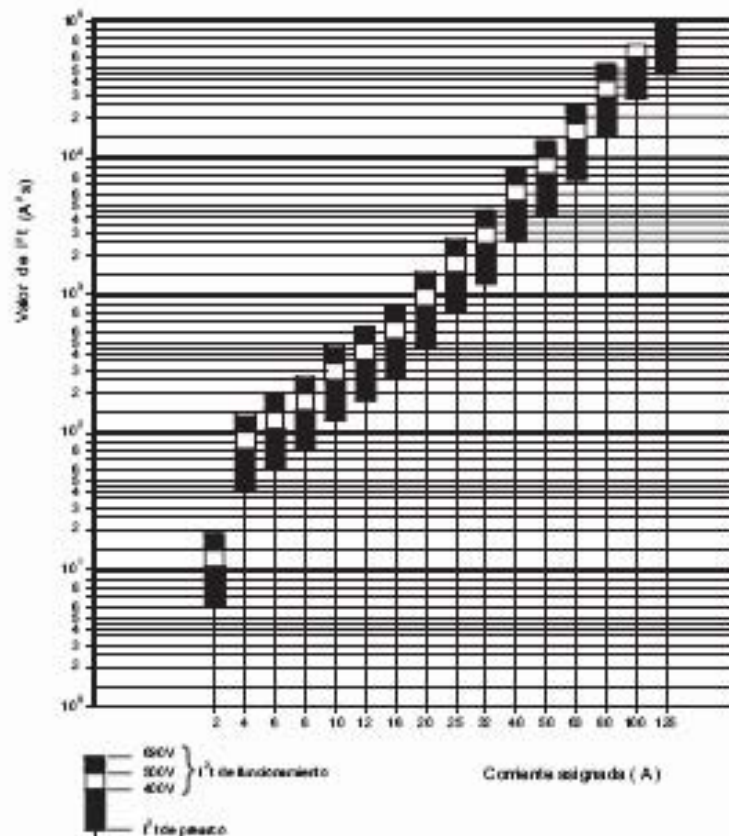
Características de limitación



Potencia disipada

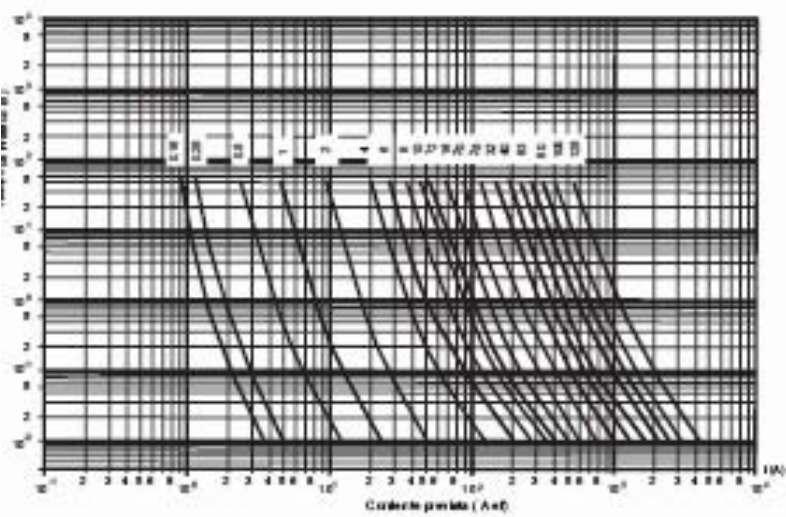
In (A)	10 x 38 (W)	14 x 51 (W)	22 x 58 (W)
1	2,77	3,90	-
2	0,60	0,90	1,00
4	0,70	1,00	1,10
6	0,85	1,15	1,30
8	0,75	1,00	1,10
10	1,00	1,30	1,50
12	1,30	1,70	1,80
16	1,60	2,00	2,10
20	2,00	2,50	2,70
25	2,60	3,30	3,60
32	2,90	3,50	3,70
40	-	4,85	4,50
50	-	4,90	5,20
63	-	-	6,90
80	-	-	7,8
100	-	-	8,6
125	-	-	11,4

Selectividad P_t

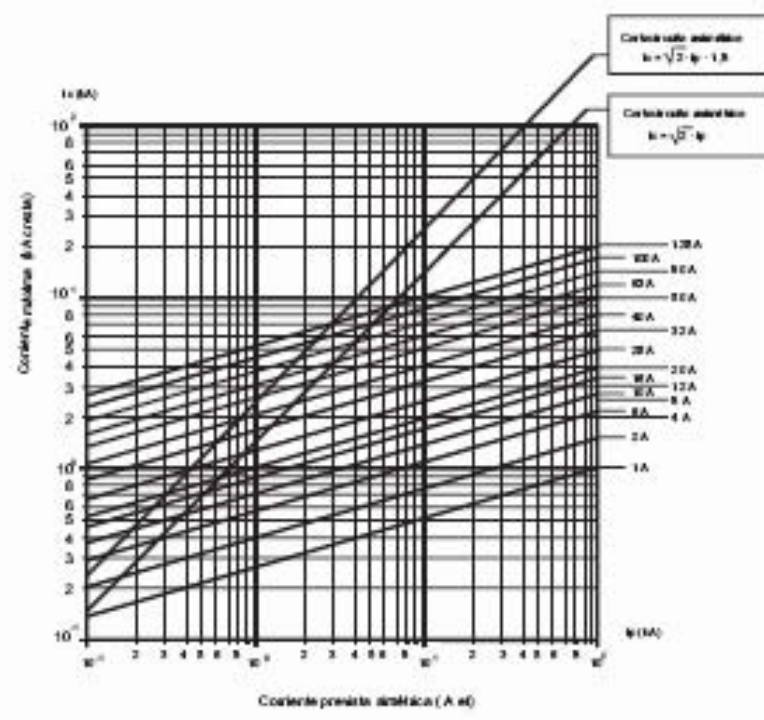


Clase aM

Características de fusión t-I



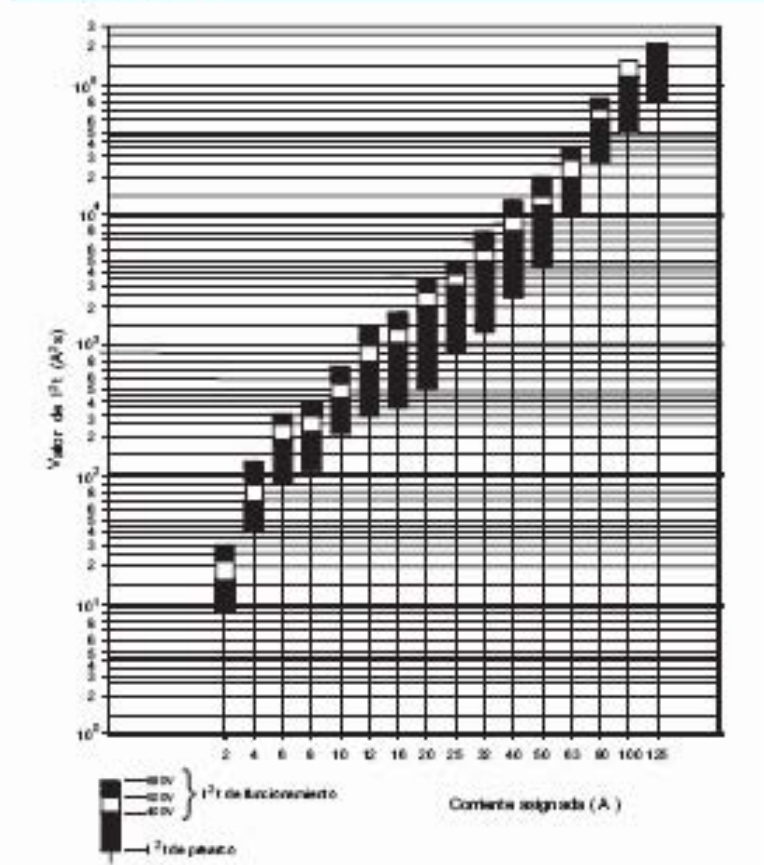
Características de limitación



Potencia disipada

I _n (A)	10 x 38 (W)	14 x 51 (W)	22 x 58 (W)
1	0,10	0,14	-
2	0,18	0,24	0,29
4	0,31	0,45	0,48
6	0,32	0,42	0,47
8	0,52	0,70	0,73
10	0,55	0,53	0,74
12	0,63	0,88	0,83
16	0,92	1,16	1,21
20	0,96	1,23	1,29
25	1,40	1,46	1,53
32	1,80	2,04	2,13
40	-	2,60	3,40
45	-	2,85	-
50	-	2,90	3,48
63	-	-	4,46
80	-	-	5,86
100	-	-	6,61
125	-	-	8,42

Selectividad I²t



Características generales bases PM para fusibles cilíndricos

Características comunes bases PMF - PM1

- Material poliéster autoextinguible V-0 de alta resistencia a la temperatura.
- Contactos de cobre electrolítico plateados.
- Amplia superficie de contacto con el fusible.
- Configuración multipolar mediante accesorios.
- Bases provistas con espacios para adherir etiquetas de señalización.
- Bases con rejillas de ventilación.
- Diseñadas y fabricadas en concordancia con los estándares:
 - CEI 269-3-1,
 - NFC 61.201,
 - UNE 21103.



Características exclusivas bases PM-1

- Montaje en riel DIN, simétrico y reforzado. Opcional montaje a tornillo.
- Anclaje posterior para facilitar el montaje y desmontaje de las bases en el riel.
- Indicador de fusión 380/690 V (permanece iluminado si el fusible está fundido).

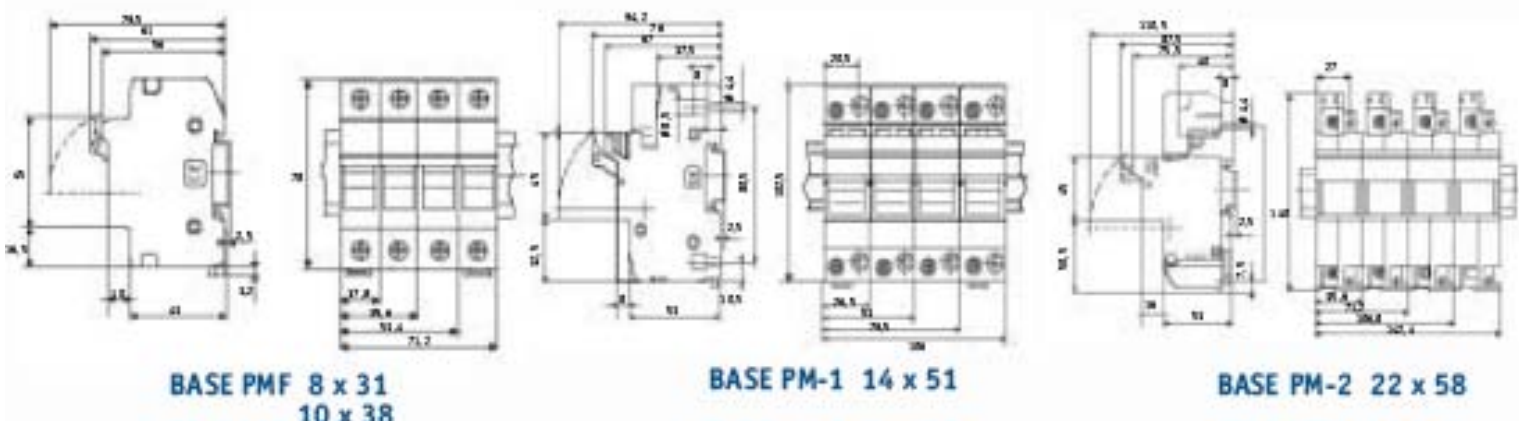
Características exclusivas bases PMF

- Montaje en riel DIN simétrico.
- Indicador de fusión 120/690 V (permanece encendido si el fusible está quemado).

Especificaciones técnicas

Tamaño/ Base	Modelo	Polos	Nº módulos	Corriente máxima fusible (A)			Imagen
				400 V	500V	690 V	
8,5 x 31,5 / PMF	480020	1	1	25			
	480220	2	2				
	480320	3	3				
10 x 38 / PMF	480032	1	1	32	25		
	480232	2	2				
	480332	3	3				
14 x51/ PM1	480050	1	1	50	40	25	
	480250	2	2				
	480350	3	3				
22 x58 / PM-2	450125	1	1	125	100	80	
	452125	2	2				
	453125	3	3				

Dimensiones (mm)



Cartuchos fusibles NH (APR) Industriales

gL / gG 690V



Cartuchos fusibles de cuchilla (NH) clase gG de alto poder de corte, para protección de uso general tanto ante sobrecargas como cortocircuitos, indicado como protección de líneas o equipos en tensiones nominales hasta 690V. Indicador doble frontal/superior, para una óptima visualización tanto en bases abiertas como en seccionadores tripolares cerrados. Construidos con cuerpo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos, lo que permite un alto poder de corte. Fabricados según normas IEC, EN, VDE y DIN.

FUSIBLES NH gG 690V DOBLE INDICADOR

TAMAÑO	In (A)	REFERENCIA	U (V)	PODER DE CORTE (kA)	Unid./CAJA
T-00					
NH000	2	377000	690	80	3/60
	4	377005	690	80	3/60
	6	377010	690	80	3/60
	10	377015	690	80	3/60
	16	377020	690	80	3/60
	20	377025	690	80	3/60
	25	377030	690	80	3/60
	32	377035	690	80	3/60
	35	377040	690	80	3/60
	40	377045	690	80	3/60
NH00	50	377050	690	80	3/126
	63	377055	690	80	3/126
	80	377060	690	80	3/126
	100	377065	690	80	3/126



T-0					
NH0	6	377110	690	80	3/30
	10	377115	690	80	3/30
	16	377120	690	80	3/30
	20	377125	690	80	3/30
	25	377130	690	80	3/30
	32	377135	690	80	3/30
	35	377140	690	80	3/30
	40	377145	690	80	3/30
	50	377150	690	80	3/78
	63	377155	690	80	3/78
	80	377160	690	80	3/78
	100	377165	690	80	3/78



NORMAS IEC 60269-1 · IEC 60269-2 · IEC 60269-2-1 · EN 60269-1 · EN 60269-2 · VDE 0636 · DIN 43620

Dimensiones pág. 52

Características I-t y limitación pág. 58

Características I²t y potencias disipadas pág. 59

Utilización de los fusibles DF ELECTRIC en corriente continua (DC) pág. 190

Protecciones industriales NH



Cartuchos fusibles NH (APR) Industriales

gL /gG 690V

Cd-Pb
FREE

FUSIBLES NH gG 690V DOBLE INDICADOR

TAMAÑO	I_n (A)	REFERENCIA	U (V)	potencia de corte (kA)	Unid./CAJA
T-1					
NH1	50	377230	690	80	3/60
	63	377235	690	80	3/60
	80	377240	690	80	3/60
	100	377245	690	80	3/60
	125	377250	690	80	3/60
	160	377255	690	80	3/60
	200	377260	690	80	3/60



T-2					
NH2	63	377325	690	80	3/24
	80	377330	690	80	3/24
	100	377335	690	80	3/24
	125	377340	690	80	3/24
	160	377345	690	80	3/24
	200	377350	690	80	3/24
	224	377355	690	80	3/24
	250	377360	690	80	3/24
	315	377370	690	80	3/24



T-3					
NH3	250	377435	690	80	3/18
	315	377445	690	80	3/18
	355	377450	690	80	3/18
	400	377455	690	80	3/18
	425	377460	690	80	3/18
	500	377465	690	80	3/18



NORMAS IEC 60269-1 · IEC 60269-2 · IEC 60269-2-1 · EN 60269-1 · EN 60269-2 · VDE 0636 · DIN 43620

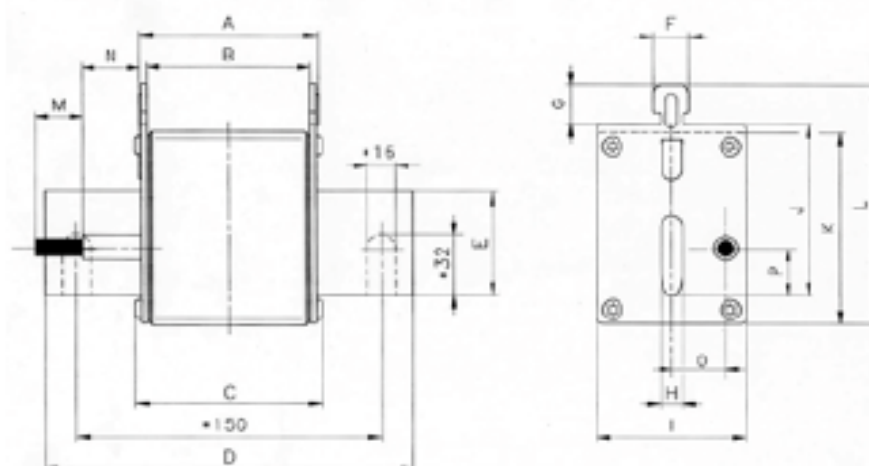
Dimensiones pág. 52
 Características t-I y limitación pág. 58
 Características I²t y potencias disipadas pág. 59
 Utilización de los fusibles DF ELECTRIC en corriente continua (DC) pág. 190

DF
Electric



Protecciones industriales NH

Cartuchos fusibles NH (APR) Industriales [CARACTERISTICAS TECNICAS]



(*) Fusible NH4

FUSIBLES NH gG 500V INDICADOR SUPERIOR

TAMANO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH000	49	44,5	53	78,5	15	9,8	9,2	6	21	35	40	50
NH00	49	45	53	78,5	15	9,8	9,2	6	30	35	45	59
NH0	68	62	67	125	15	9,8	9,2	6	30	35	45	59
NH0 5	66	62	66,5	125	15	9,8	9,5	6	39	35	47	59
NHC1	68	62	68	135	20	9,8	9,2	6	30	40	45	64
NH1	68	62	71	135	20	9,8	9,2	6	50	40	50	64
NHC2	68	62	71	150	20	9,8	9,2	6	50	58	50	72
NH2	68	62	71	150	25	9,8	9,2	6	58	58	58	72
NHC3	68	62	71	150	26	9,8	9,2	6	58	60	58	84
NH3	68	62	72	150	32	9,8	9,2	6	67	60	67	82
NH4	68	62	76	200	50	9,8	10	8	102	87	105	120

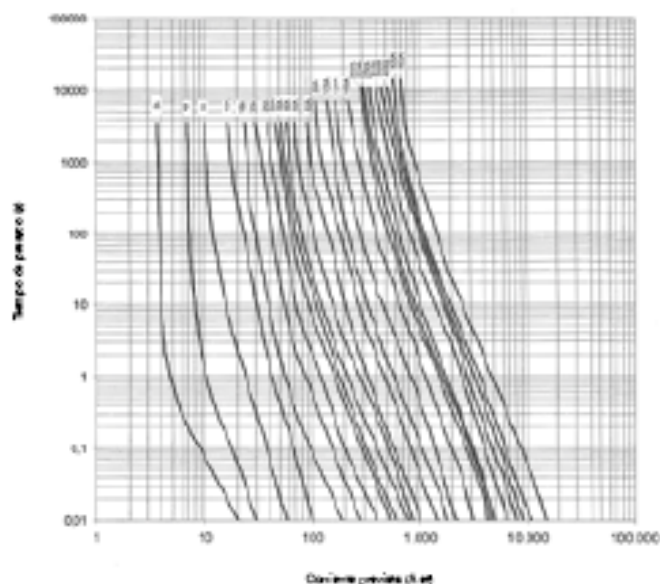
FUSIBLES NH gG/aM DOBLE INDICADOR

TAMANO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH000	49	45	53	79	15	9,8	9,5	6	21	35	41	53
NH00	49	44	53	79	15	9,8	9,5	6	30	35	47	59
NH0	66	61	67	125	15	9,8	9,5	6	30	35	47	60
NHC1	68	62	70	135	15	9,8	9,5	6	30	40	47	65
NH1	68	62	72	135	20	9,8	9,2	6	40	40	52	64
NHC2	68	62	72	150	20	9,8	9,5	6	40	48	52	72
NH2	68	62	72	150	25	9,8	9,5	6	54	48	60	72
NHC3	68	62	72	150	26	9,8	9,5	6	54	60	60	85
NH3	68	62	72	150	32	9,8	9,5	6	70	60	75	86

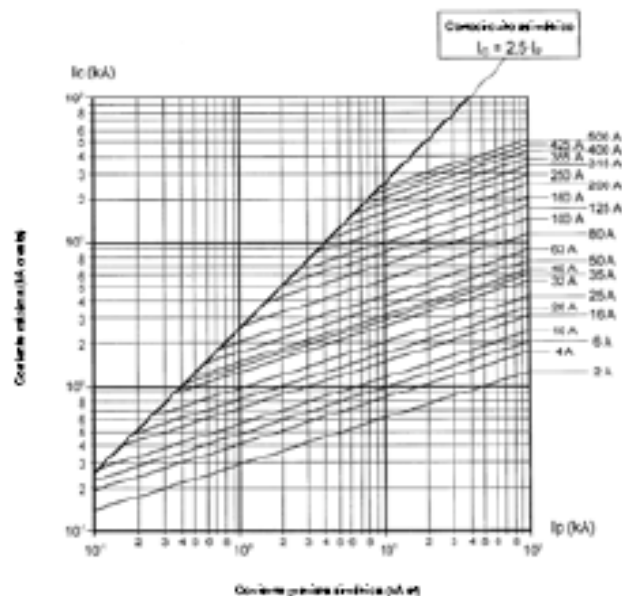
NORMAS IEC 60269-1 · IEC 60269-2 · IEC 60269-2-1 · EN 60269-1 · EN 60269-2 · VDE 0636 · DIN 43620

[CARACTERISTICAS TECNICAS]

CARACTERISTICAS t-I



CARACTERISTICAS DE LIMITACION



NORMAS IEC 60269-1 · IEC 60269-2 · IEC 60269-2-1 · EN 60269-1 · EN 60269-2 · VDE 0636 · DIN 43620

Protecciones industriales NH

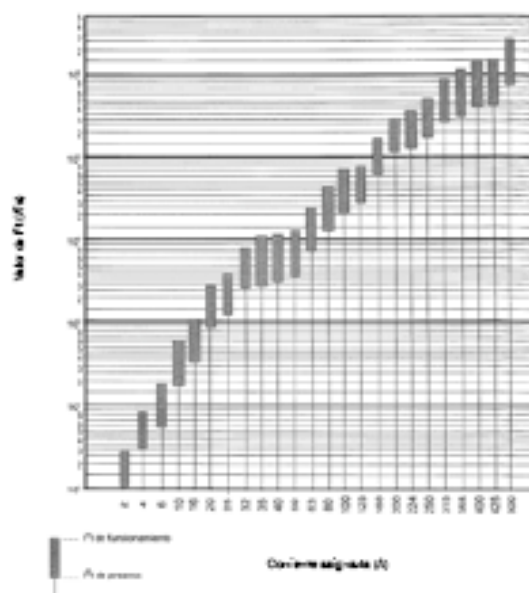


Fusibles NH gG 690V DOBLE INDICADOR

gL/gG

[CARACTERISTICAS TECNICAS]

CARACTERISTICAS I²t



POTENCIAS DISIPADAS (W)

In (A)	TAMAÑO				
	NH000/00	NH00	NH1	NH2	NH3
2	0,68	-	-	-	-
4	0,72	-	-	-	-
6	0,80	1,1	-	-	-
10	1,2	1,4	-	-	-
16	1,7	2,0	-	-	-
20	2,5	2,8	-	-	-
25	2,7	3,2	-	-	-
32	3,0	3,9	-	-	-
35	3,2	4,1	-	-	-
40	3,6	4,4	-	-	-
50	4,5	5,2	4,3	-	-
63	5,3	6,2	5,9	5,9	-
80	6,5	7,5	6,7	6,7	-
100	7,4	8,7	8,2	8,1	-
125	-	-	9,3	9,2	-
160	-	-	12,5	12,4	-
200	-	-	15,9	15,8	-
250	-	-	-	20,8	21,3
315	-	-	-	25,0	26,8
355	-	-	-	-	29,5
400	-	-	-	-	32,3
425	-	-	-	-	37,0
500	-	-	-	-	47,7

NORMAS IEC 60269-1 · IEC 60269-2 · IEC 60269-2-1 · EN 60269-1 · EN 60269-2 · VDE 0636 · DIN 43620



DPX 160

interruptores automáticos de 100 a 160 A
en caja moldeada



0251 53



0251 53 + 0260 21



Dimensiones y posición de servicio pág. 47

Conforme a la norma UNE-EN 60947-2

Ejecución fija, conexión anterior

Equipados con portasetiquetas

Categoría de empleo A

Emb.	Ref.	Magnetotérmicos
		Tensión nominal 500 V \sim , 250 V \sim 50/60 Hz Conexión por terminal Térmico regulable 0,64% 1 In Magnetotérmico fijo: 10 In
		DPX 160 - 25 kA Poder de corte Icu: 25 kA (400 V \sim)
NOVEDAD		In
1	3 P 4 P	
1	0251 23 0251 31	63 A
1	0251 24 0251 32	100 A
1	0251 25 0251 33	160 A
		DPX 160 - 36 kA Poder de corte Icu: 36 kA (400/415 V \sim)
		In
1	3 P 4 P	
1	0251 50 0251 58	100 A
1	0251 51 0251 59	160 A
1	3 P+N2	100 A
1	0251 52	160 A
		DPX 160 - 50 kA Poder de corte Icu: 50 kA (400/415 V \sim)
		In
1	3 P 4 P	
1	0251 61 0251 69	25 A
1	0251 62 0251 70	40 A
1	0251 63 0251 71	63 A
1	0251 64 0251 72	100 A
1	0251 65 0251 73	160 A
1	3 P+N2	100 A
1	0251 66	160 A
1	0251 67	160 A

Bloques diferenciales electrónico

Se asocian a DPX 160 y DPX - I 160
Sensibilidad regulable a 0,03/0,3/1/3 A
Retardo regulable a 0/0,3/1/3 seg.
Botón de test
Botón de rearme
Módulos diferenciales accetables
directamente a los DPX 160 A
Contacto de señalización a distancia de
fallo diferencial
Commutador de test (aislamiento de la
instalación)
230-500 V \sim , 50/60 Hz
Tetrapolares
Clase A

1	3 P 4 P	0260 20 0260 21	Montaje lateral
1		0260 22	Montaje inferior

Enclavamiento para conmutación

Dispositivo mecánico para el enclavamiento
entre 2 DPX, que evita la conexión de los
2 aparatos al mismo tiempo

1	0264 01	Para DPX 160
---	---------	--------------

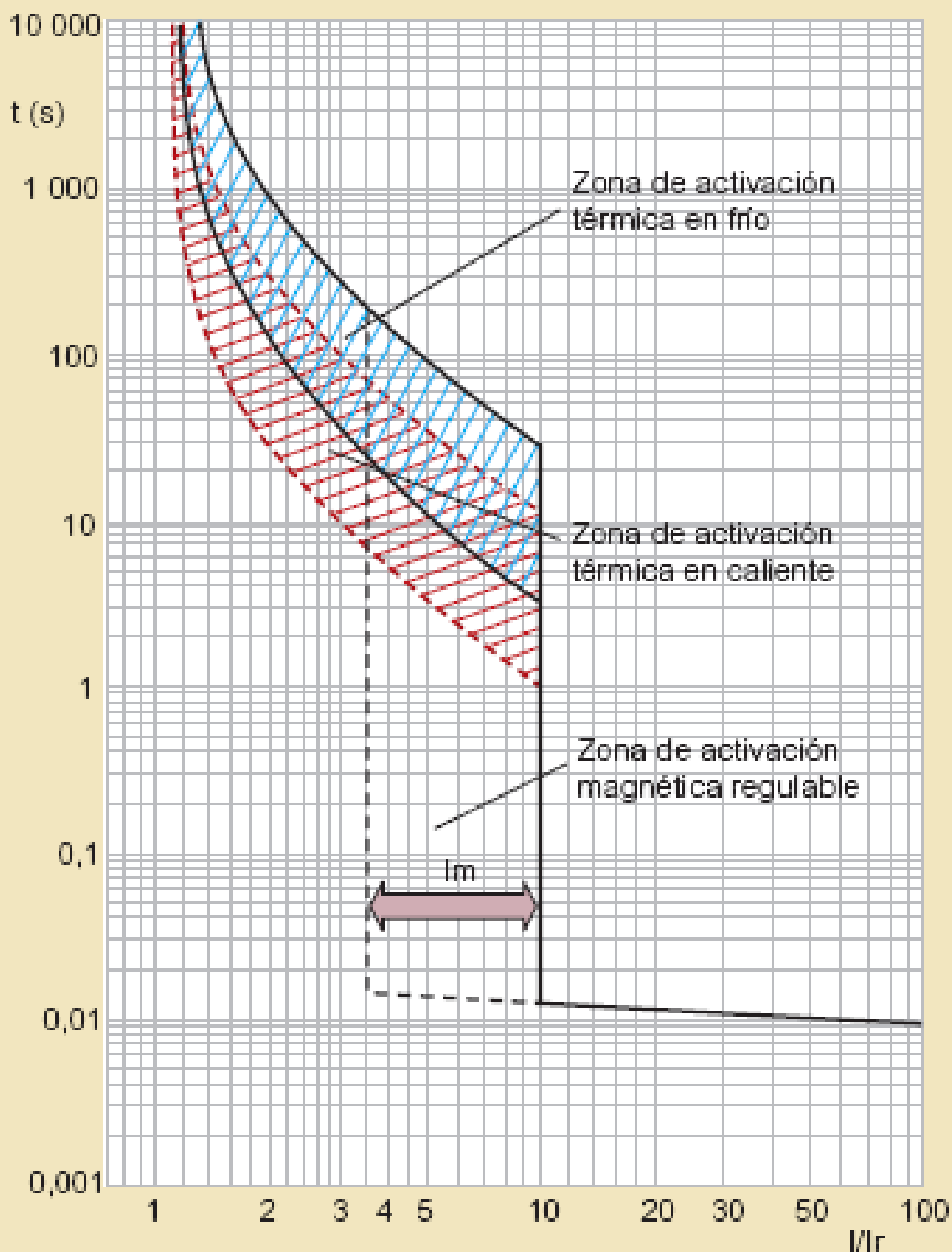
DPX™

características técnicas



APARATOS	DPX 125			DPX 160			DPX 250 ER							
Poder de corte (kA) (NF EN/IEC 60947-2)	16 kA	25 kA	36 kA	25 kA	36 kA	50 kA	25 kA	36 kA	50 kA					
400 V~	16	25	36	25	36	50	25	36	50					
230 V~	22	35	40	40	50	65	40	50	65					
Poder de corte Ics (% Icu)	100	50	75	100	75	50	100	75	50					
Características de funcionamiento														
Frecuencia nominal	50/60 Hz													
Tensión nominal máxima de funcionamiento	500 V~ - 250 V=			500 V~ - 250 V=			500 V~ - 250 V=							
Categorías de empleo	A			A			A							
Protección magnetotérmica regulable														
Térmico	0,7 a 1 In			0,64 a 1 In			0,64 a 1 In							
Magnético	Fijo			Fijo			Fijo							
Protección eléctrica regulable														
S1	-			-			-							
S2	-			-			-							
Secciones máximas admisibles														
Cables rígidos	70 mm ²			95 mm ²			185 mm ²							
Cables flexibles	50 mm ²			70 mm ²			150 mm ²							
Barras de cobre/largo	12 mm ⁽¹⁾			18 mm ⁽¹⁾			22 mm ⁽¹⁾							
Paros de presión	6 Nm			10 Nm			10 Nm							
Corriente nominal (In) a 40 °C (A)														
In (A)	16	25	40	63	100	125	25	40	63	100	160	100	160	250
Fase	16	25	40	63	100	125	25	40	63	100	160	100	160	250
N	16	25	40	63	100	125	25	40	63	100	160	100	160	250
N/2	-	-	-	-	-	63	-	-	-	-	100	-	-	160
Magnética solo (Im) (A)⁽²⁾ los DPX magnetotérmicos														
In (A)	16	25	40	63	100	125	25	40	63	100	160	100	160	250
Fase	480	625	800	950	1250	1250	250	400	630	1000	1600	1000	1600	2500
N	480	625	800	950	1250	1250	250	400	630	1000	1600	1000	1600	2500
N/2					950					1000				1600

■ Curva de disparo de un interruptor automático DPX magnetotérmico



I : corriente real

I_r : protección térmica contra sobrecargas (ajuste: $I_r = x I_n$)

I_m : protección magnética contra cortocircuitos (ajuste: $I_m = x I_n$)

Teniendo en cuenta que la abscisa de las curvas expresa la relación I/I_r , la modificación del ajuste de I_r no cambia la representación gráfica de la activación térmica. En contrapartida, el ajuste magnético es directamente legible (de 3,5 a 10 en el ejemplo).

DPX 250 ER

interruptores automáticos de 250 A en caja moldeada



0252 55 + 0260 36

Dimensiones y posición de servicio pág. 48

Conforme a la norma UNE-EN 60947-2
Ejecución fija conexión anterior
Equipados con portaetiquetas
Categoría de empleo A

Emb.	Ref.	Magnetotérmicos
		Tensión nominal 500 V \sim , 250 V \equiv 50/60 Hz Conexión por terminal Térmico regulable 0,64% 1 In Magnetotérmico fijo: 10 In
		DPX 250 ER - 25 kA Poder de corte Icu: 25 kA (400V \sim)
1	3 P 4 P 0252 04 0252 14	In 100 A
1	0252 05 0252 15	160 A
1	0252 06 0252 16	250 A
		DPX 250 ER - 36 kA Poder de corte Icu: 36 kA (400V \sim)
1	3 P 4 P 0252 24 0252 34	In 100 A
1	0252 25 0252 35	160 A
1	0252 26 0252 36	250 A
1	3 P + N2 0252 27	In 100 A
1	0252 28	160 A
1	0252 29	250 A
		DPX 250 ER - 50 kA Poder de corte Icu: 50 kA (400V \sim)
1	3 P 4 P 0252 44 0252 54	In 100 A
1	0252 45 0252 55	160 A
1	0252 46 0252 56	250 A
1	3 P + N2 0252 47	In 100 A
1	0252 48	160 A
1	0252 49	250 A
		Bloques diferenciales electrónicos
		Se asocian a DPX 250 ER y DPX-I 250 ER Sensibilidad regulable a 0,03/0,3/1/3 A Retardo regulable a 0,0,3/1/3 seg. Botón test y botón rearme Contacto de señalización a distancia de fallo diferencial Conmutador de test (aislamiento de la instalación) 230-500 V, 50/60Hz Clase A
1	160 A 250 A 0260 31 0260 36	Montaje lateral
1	0260 33 0260 38	Montaje inferior

DPX 250 ER

mandos rotativos y accesorios



0262 11



0262 99

Dimensiones y posición de servicio pág. 48

Emb.	Ref.	Mandos rotativos
		Directo sobre DPX
1	0262 11	Estándar (color gris)
1	0262 13	Emergencia (color rojo y amarillo)
		Prolongado sobre puerta IP55
		Compuesto de: acoplamiento, eje de accionamiento, soporte del eje, accesorios de fijación, dispositivo de bloque de puerta
1	0262 77	Estándar (color gris)
1	0262 78	Emergencia (color rojo y amarillo)
		Accesorio de bloqueo
1	0262 92	Cerradura tipo Eurolocks para mando prolongado
1	0262 25	Cerradura tipo Eurolocks para mando directo
		Accesorios de instalación
		Tabiques de separación Permiten aislar la conexión entre cada polo Juego de 3 tabiques
1	0262 07	
		Cubrebornas preconfigurables Juego de 2 cubrebornas
1	3 P 4 P 0262 85 0262 86	
		Bloqueo Accesorio para bloquear la maneta en posición abierta, con posibilidad de utilizar un candado
1	0262 10	
		Fijación sobre carril Soporte para montaje del DPX sobre perfil
1	0262 09	
1	0262 99	Perfil elevador para montar mecanismos modulares junto a DPX 125/160
		Accesorios de conexión
		Bornas de conexión Juego de 4 bornes Para cables rígidos y flexibles 185 mm ² máx. (rígido) o 150 mm ² máx. (flexible)
1	0262 88	
		Espaciadores Juego de 3 (o 4) barras para incrementar la distancia entre cada polo
1	3 P 4 P 0262 90 0262 91	
		Conexión posterior Permiten transformar los DPX de conexión anterior en conexión posterior Admiten conexiones con pletinas o terminales
1	0265 10 0265 11	
		Bornas de repartición



CONERGY

Estructura de aplicación fotovoltaica | Datos técnicos

Conergy Solar Famulus

Conergy SolarFamulus ha sido desarrollado para usarlo en instalaciones y sobre tejados planos. La estructura permite la disposición de módulos de hasta 10 m de longitud en un solo sistema en vertical. Cualquier modelo de módulo con

marco puede ser instalado tanto horizontal como verticalmente. Rápido y sencillo de instalar, no requiere herramientas especiales, por lo que su utilización es universal.



Ángulo de montaje óptimo

Gracias al ángulo de montaje óptimo deseado se logra un rendimiento energético elevado.

Montaje rápido

Todos los componentes han sido prefabricados conforme al tipo de módulo elegido. La sencilla instalación permite cortos tiempos de montaje con uso reducido de herramientas.

Elevada seguridad

Las estructuras adosables disponen a petición de una resistencia comprobable.

Vida útil prolongada

Los componentes utilizados se fabrican de aluminio y de acero inoxidable. Su elevada protección a la corrosión garantiza una larga vida útil.

Precios atractivos

Nuestra fabricación optimizada permite adaptaciones individuales con plazos de entrega muy cortos y a la vez precios muy económicos.

Gran compatibilidad de módulos

Es posible utilizar, prácticamente todos los tipos de módulos con marco de diferentes fabricantes.

Durabilidad garantizada

Conergy ofrece una garantía de 20 años sobre los materiales utilizados.



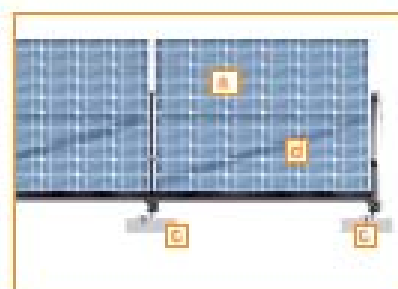
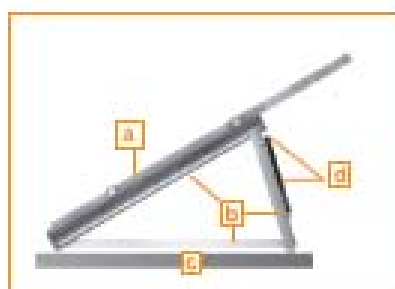
CONERGY

Estructura de aplicación fotovoltaica | Datos técnicos

Conergy Solar Famulus

Vista del conjunto

- a** Módulo fotovoltaico con marco
- b** Estructura
- c** Soportes de hormigón
- d** Refuerzo horizontal y diagonal



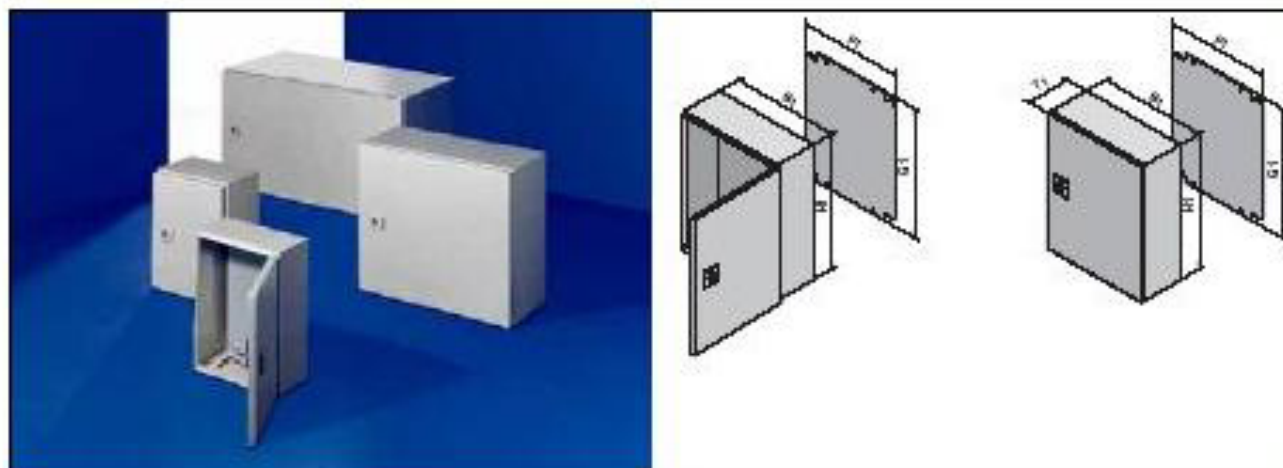
Ubicación	Tejado plano, campo abierto
Altura max. de edificación	Especificación individual
Acumulación de nieve	Especificación individual
Módulos	Con marco
Disposición de los módulos	En línea (hasta 10 m. por estructural ¹)
Alineación	Vertical y horizontal
Ángulo	Especificación individual
Config. del campo de módulos	Ilimitado
Posición del campo de módulos	Libre
Distancia desde el suelo	8-10 cm (consultar distancias mayores)
Norma	Documento Básico SE-AE; Eurocode 8, parte 1.13
Tipos de perfiles	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)
Tornillería	Acero inoxidable (V2A)
Color	Natural
Protección contra rayos	Opcional, posible contra recargo
Garantía	20 años sobre la durabilidad de los materiales

Disponible en

¹Para la disposición vertical de los módulos

²La empresa no se hace responsable de posibles errores tipográficos

Armarios Compactos AE



Dimensiones (mm)			Referencia AE (*)	Referencia AE (*)
Ancho	Alto	Prof	Chapa de acero	Acero Inoxidable
Una Puerta				
200	300	120	1032.500	-
200	300	155	1035.500	1002.600
300	300	210	1033.500	-
300	380	210	-	1005.600
300	400	210	1034.500	-
380	300	155	1030.500	1004.600
380	300	210	1031.500	-
380	380	210	1380.500	1006.600
380	600	210	1038.500	1008.600
380	600	350	1338.500	-
400	500	210	1045.500	-
500	500	210	1050.500	1007.600
500	500	300	1350.500	1013.600
500	700	250	1057.500	-
600	380	210	1039.500	1009.600
600	380	350	1339.500	-
600	600	210	1060.500	1010.600
600	600	250	1360.500	-
600	760	210	1076.500	1012.600
600	760	350	1376.500	-