



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

**PROYECTO DE UNA PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA ALIMENTACIÓN DE UN
HOTEL CON VERTIDO DE
EXCEDENTE A RED**

Alumno: JOSE ANTONIO MARTOS RAMIREZ

Tutor: Prof. D. MANUEL ORTEGA ARMENTEROS

Depto.: INGENIERÍA ELÉCTRICA

JUNIO, 2020

TRABAJO FIN DE GRADO

TÍTULO DEL TFG: PROYECTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA LA ALIMENTACION DE UN HOTEL CON VERTIDO DE EXCEDENTE A UN HOTEL.

INSTITUCIÓN: ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES

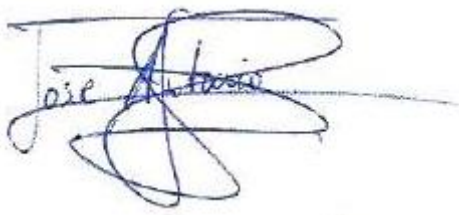
CARRERA: GRADO EN INGENIERÍA DE RECURSOS ENERGÉTICOS

ALUNMO: JOSÉ ANTONIO MARTOS RAMIREZ

TUTOR: PROF. D. MANUEL ORTEGA ARMENTEROS

DEPARTAMENTO: INGENIERÍA ELÉCTRICA

FIRMA AUTOR:



FIRMA TUTOR:

ORTEGA
ARMENTER
OS
MANUEL -
25971870V

Firmado digitalmente por
ORTEGA ARMENTEROS
MANUEL - 25971870V
Nombre de reconocimiento
(DN): c=ES,
serialNumber=IDCES-259718
70V, givenName=MANUEL,
sn=ORTEGA ARMENTEROS,
cn=ORTEGA ARMENTEROS
MANUEL - 25971870V
Fecha: 2020.06.09 00:28:46
+02'00'

ÍNDICE

I.MEMORIA.	7
1. INTRODUCCIÓN.	7
1.1 Concepto de radiación solar y efecto fotovoltaico.	7
1.1.1. Generación de corriente mediante el efecto fotovoltaico	9
1.2. Irradiancia e irradiación solar.	11
1.3. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas	12
1.3.1. Instalación aislada.	12
1.3.2. Instalación de conexión a red	12
1.3.3. Instalación de autoconsumo	14
2. OBJETIVO	16
3. UBICACIÓN O EMPLAZAMIENTO	16
4. NORMAS Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	17
4.1. Real Decreto 244/2019 del 6 de abril de 2019	19
5. ELEMENTOS Y FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FV.	21
5.1 Generador fotovoltaico (módulos solares).....	22
5.1.1. Características eléctricas.	26
5.1.2. Eficiencia del módulo	28
5.1.3. Factor de forma.	28
5.1.4. Energía generada por un módulo fotovoltaico	29
5.1.5. Asociación en serie y en paralelo.	30
5.1.6. Elección de los módulos fotovoltaicos.	32
5.2. Estructura soporte y lugar para la instalación de las placas solares.....	35
5.2.1. Elección de la estructura soporte.	39
5.3. Inversores.....	40
5.3.1. Elección del inversor	44
5.4. Contador.....	46
5.4.1. Elección del contador.	47
5.5. Cableado	48

5.5.1. Cableado en CC.....	48
5.5.2. Cableado en CA.....	48
5.6. Protecciones.....	48
5.6.1. Protecciones en CC	48
5.6.2. Protecciones en CA.....	49
5.7. Puesta a tierra.	49
II. ANEXOS A LA MEMORIA	50
6. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	50
6.1. Emplazamiento	50
6.2. Orientación de los paneles.....	50
6.3. Inclinação de los paneles.	51
6.4. Distancia mínima entre módulos.....	52
6.5. Cálculo del número de módulos en serie.	54
6.6. Cálculo del número de ramas en paralelo.....	56
6.7. Configuración serie-paralelo	58
6.8. Estudio del recurso solar.	58
6.9. Rendimiento energético de la instalación.....	60
6.9.1. Pérdidas por orientación e inclinación.	60
6.9.2. Cálculo pérdidas por conexionado (mismatch)	62
6.9.3. Cálculo de las pérdidas por sombras.....	62
6.9.4. Cálculo de las pérdidas por suciedad y polvo.....	62
6.9.5. Pérdidas por la temperatura.	63
6.9.6. Cálculo de pérdidas en el cableado.....	65
6.9.7. Cálculo de pérdidas espectrales y angulares.	66
6.9.8. Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia del inversor.	66
6.9.9. Pérdidas por rendimiento de conversión CC/CA del inversor.	66
6.9.10. Resumen de las pérdidas en el generador y cálculo del PR	66
6.9.11. Cálculo de la energía mensual y anual de la instalación.....	68

6.10. Cálculos eléctricos.....	72
6.10.1. Introducción.....	72
6.10.2. Tramo 1: módulos fotovoltaicos-caja de conexión general	73
6.10.3. Tramo 2: caja de conexión general (CCG)-inversor.....	76
6.10.4. Tramo 3: Inversor-CGP	78
6.10.5. Protecciones	80
6.10.6. Puesta a tierra.....	82
7. ESTUDIO ECONÓMICO	85
7.1. Beneficio anual de la instalación.....	85
7.2 Período de amortización.	86
8. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	89
8.1. Finalidad	89
8.2. Campos de aplicación.....	90
8.3. Actividades para desarrollar.....	90
8.4. Localización de los riesgos	90
8.5. Medidas para prevenir	92
8.6. Medidas de protección en el aspecto individual	92
8.7. Medidas de prevención en el aspecto colectivo.	93
8.8. Asistencia primaria.....	93
9. ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL.	94
III. PLANOS.....	95
10. PLANOS.	95
10.1 Plano de localización	95
10.2. Croquis de colocación de los paneles solares fotovoltaicos	96
10.3. Esquema unifilar.	97
IV. PLIEGO DE CONDICIONES	98
11. PLIEGO DE CONDICIONES.....	98
11.1. Finalidad	98
11.2. Diseño	98

11.2.1. Diseño del generador fotovoltaico	98
11.2.2. Diseño del sistema de monitorización	99
11.3. Componentes y materiales.	99
11.3.1. Generalidades.	99
11.3.2. Sistemas generadores fotovoltaicos.	100
11.3.3. Estructura soporte.	101
11.3.4. Inversores	101
11.3.5. Cableado.....	103
11.3.6. Conexión a red	103
11.3.7. Medidas.....	103
11.3.8. Protecciones	104
11.3.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	104
11.3.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética.	104
11.3.11. Medidas de seguridad.	104
11.4. Recepción y pruebas.	105
11.5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.	106
11.5.1. Generalidades.....	106
11.5.2. Programa de mantenimiento.	106
11.6. Garantías.....	107
V. PRESUPUESTO	108
12. PRESUPUESTO.....	108
VI. BIBLIOGRAFÍA.....	110
13. BIBLIOGRAFÍA	110

I.MEMORIA.

1. INTRODUCCIÓN.

La Energía proveniente del sol como una oportunidad energética, significa una defensa muy importante para el planeta. El sol es una fuente muy importante, inagotable y limpia para la producción eléctrica, instalaciones de generación aisladas (no conectadas a la red eléctrica) para autoconsumo o instalaciones conectadas a la red son el futuro para un desarrollo sostenible. En el siglo XXI, la energía solar Fotovoltaica está teniendo un progreso muy importante a nivel tecnológico y económico. La primera celda solar con una eficiencia del 1%, fue creada por el inventor norteamericano Charles Fritts en 1883. Dicha celda solar fue creada utilizando como material semiconductor el Selenio con una delgada capa de oro. Como consecuencia del elevado precio que tenía dicha celda, se utilizó para otros usos diferentes a la producción de energía eléctrica. En la actualidad la celda de silicio que se utiliza proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl, fue creada en 1940 y patentada en 1946. Accidentalmente experimentando con semiconductores se llegó a la conclusión de que el Silicio con algunas impurezas era muy sensitivo a la luz. [6]

1.1 Concepto de radiación solar y efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico fue dado a la luz por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmund Becquerel, tras descubrir que algunos materiales tenían la capacidad de generar pequeñas corrientes eléctricas cuando éstos se sometían a la luz, sucedió cuando manipulaba con dos electrodos metálicos en una solución conductora, y observó un aumento de la generación eléctrica con la luz. El efecto fotovoltaico se define como el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando sobre él incide la radiación electromagnética. Es necesario separar por un lado los electrones (cargas negativas) y por el otro los huecos (cargas positivas), para dar lugar posteriormente a un campo eléctrico, por lo que debido a este hecho se transforma en cierta manera el material semiconductor en un pequeño generador eléctrico. [5]

- A nivel atómico este fenómeno se produce estudiando y aclarando los siguientes puntos:

- Semiconductor extrínseco tipo N. Son los semiconductores intrínsecos que están dopados, es decir, que contienen impurezas pentavalentes como es el caso del antimonio, esto quiere decir que serán de un elemento que contiene cinco electrones de valencia en su orbital extremo. Pueden ser Fósforo (P), Antimonio (Sb) o Arsénico (As). El átomo de Sb (tipo N) crea con los átomos de silicio cuatro enlaces covalentes, estos enlaces ocurren cuando dos átomos de materiales no metálicos se unen para formar una molécula por el proceso de compartir electrones, a diferencia de un enlace iónico en cuyo caso, estos enlaces transfieren o dan electrones y tienen lugar entre un elemento metálico y otro no metálico. Una vez creados los cuatro enlaces, se puede apreciar que sobra un electrón que se sale de su órbita para que quede estable el átomo de Sb, este hecho va a suceder con cada átomo de Sb, es decir, aparecerá un electrón libre en la estructura, por lo que aumentará su conductividad eléctrica. Se conocen con el nombre de semiconductores de tipo N por ser negativa la carga de los portadores añadidos. (Figura 1). [5]

- Semiconductor extrínseco tipo P. Son los semiconductores intrínsecos que están dopados, es decir, que contienen impurezas, dichas impurezas deben de ser de un elemento que contiene tres electrones de valencia en su orbital exterior. Pueden ser Boro (B), Galio (Ga) o Indio (In). A diferencia del átomo de Sb, el átomo de B (tipo P), crea tres enlaces covalentes, de esta manera queda un átomo de silicio sin unir dando lugar a un hueco que se comporta con carga positiva teniendo movilidad por la red cristalina. Se conocen con el nombre de semiconductores tipo P por ser positiva la carga de los portadores añadidos. (Figura 1). [5]

-Unión del semiconductor P con el N. Al unir estos dos semiconductores se produce una difusión de electrones de la zona N (zona de alta concentración de electrones) a la zona P (zona de baja concentración de electrones). Con los huecos ocurre lo mismo, moviéndose desde donde hay mayor concentración (zona P) a donde hay menor concentración (zona N). En este tránsito de cargas se produce una zona de neutralización debido a la mezcla de electrones y huecos. [5]

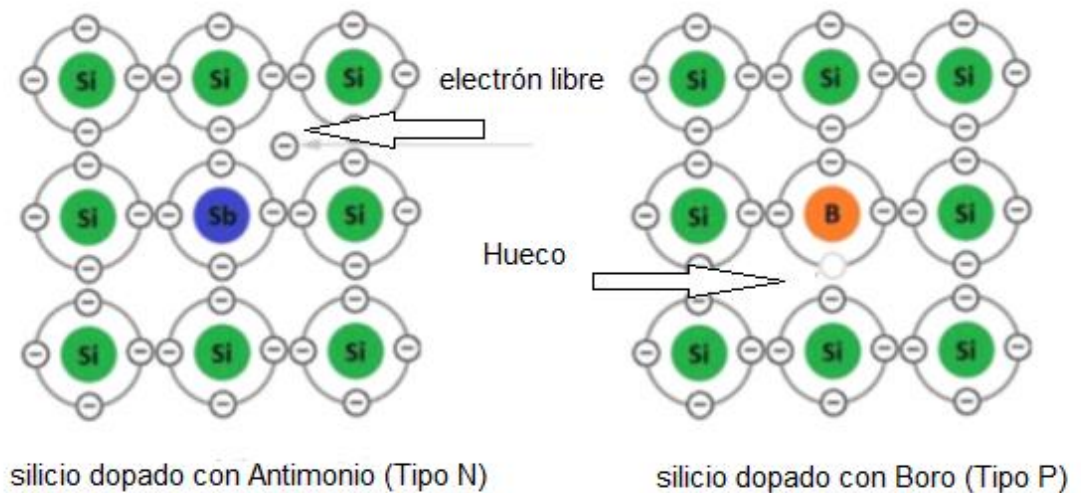


Figura 1. Fenómeno del efecto fotovoltaico. Fuente: www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/

1.1.1. Generación de corriente mediante el efecto fotovoltaico

Al reflejarse la zona N a la radiación electromagnética, la energía de los fotones del sol se transmite a los electrones dando lugar a la rotura de los enlaces, y por consecuencia estos electrones quedan libres aumentando la carga negativa de la zona N y en efecto su diferencia de potencial (figura 2), es importante saber también que a medida que aumenta la radiación aumenta también su potencial. [5]

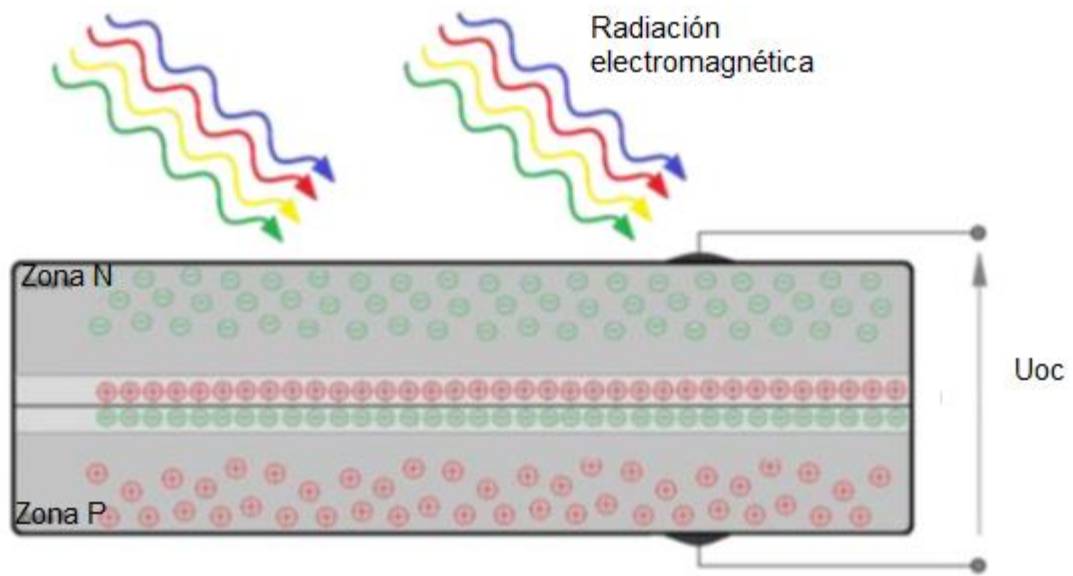


Figura 2. Efecto fotovoltaico. Fuente: www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/

Uniendo directamente, sin carga la zona N y la zona P, los electrones circulan sin obstáculos ningunos en una circulación denominada corriente de cortocircuito. (Figura 3). [5]

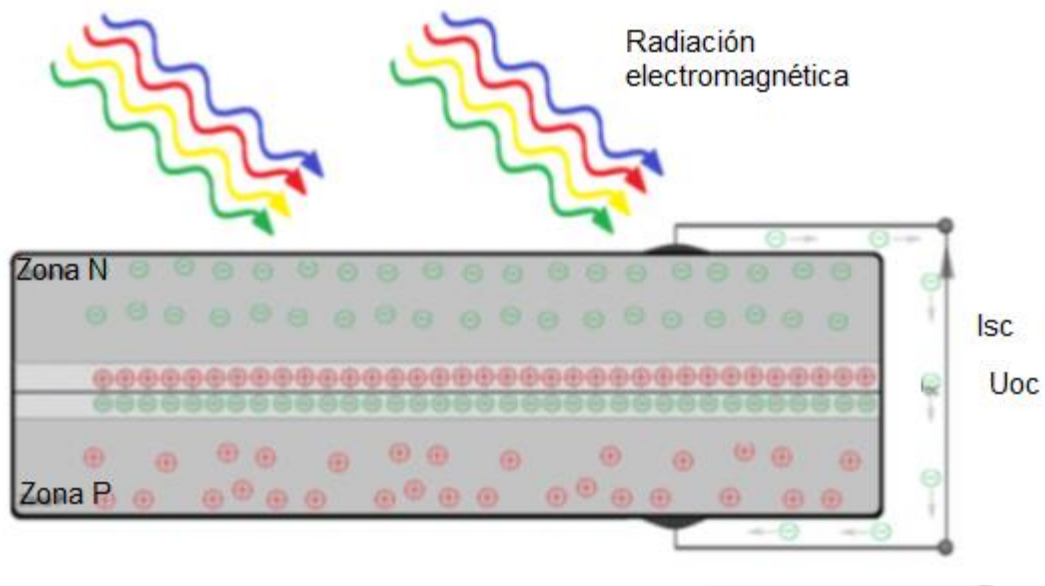


Figura 3. Efecto fotovoltaico en cortocircuito. Fuente: www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/

Por el contrario si se conecta una carga (resistencia), se crea entre los extremos una diferencia de potencial debido a la corriente que circula, por tanto se puede decir que en cierta manera se está consumiendo una parte de la energía electromagnética que incide sobre el material. (Figura 4). [5]

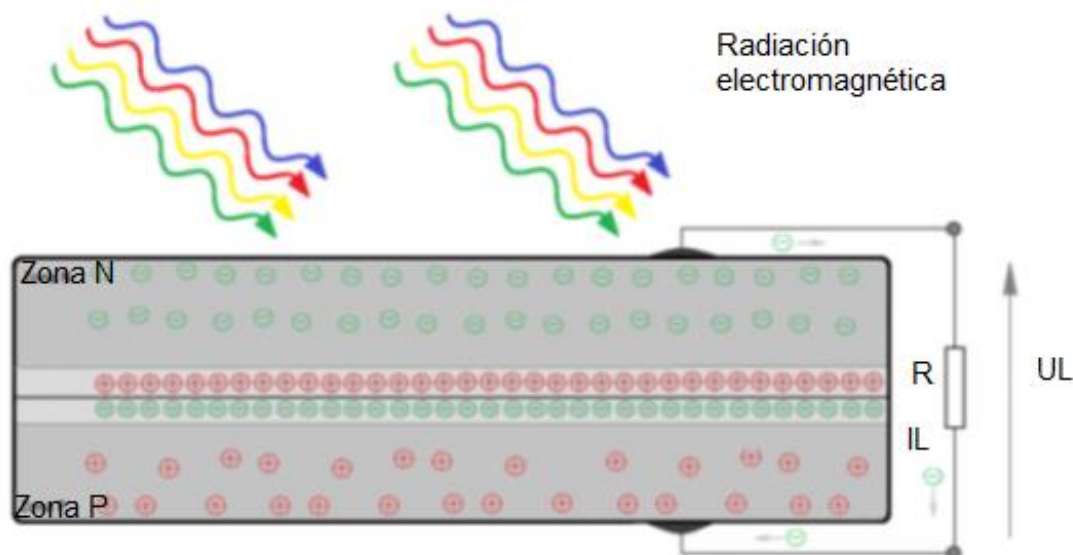


Figura 4. Efecto fotovoltaico en carga. Fuente: www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/

1.2. Irradiancia e irradiación solar.

Se define la irradiancia solar como la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Se expresa en W/m^2 .

- Irradiancia solar directa: Irradiancia que incide en una superficie con la misma dirección que la línea que une el sol con dicha superficie. Si el plano es perpendicular a esta línea, la irradiancia se llama directa normal. Se expresa en W/m^2 .

- Irradiancia solar difusa: Irradiancia que no llega a la superficie en la misma dirección de la línea que une el sol y dicha superficie. Se expresa en W/m^2 .

- Irradiancia solar reflejada: Procede de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, reflejándose en una superficie, se denomina albedo.

Se define irradiación solar a la energía incidente por unidad de superficie sobre una superficie dada, se obtiene mediante la integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, Se expresa en MJ/m² o kWh/m².

1.3. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas

1.3.1. Instalación aislada.

Producen electricidad sin estar conectadas a la red eléctrica, la finalidad de dichas instalaciones es alimentar de energía eléctrica al lugar donde se encuentran instaladas.

Los sistemas fotovoltaicos aislados, por tanto, tienen su propio sistema de almacenaje de la energía gracias a las baterías eléctricas. Para impedir que se produzcan sobrecargas o descargar excesivas, se emplean unos equipos electrónicos llamados reguladores. Otro equipo necesario para estos sistemas es el ondulator o inversor que se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna. [2]

1.3.2. Instalación de conexión a red

Estas instalaciones se asemejan a los sistemas aislados, pero con la diferencia de que estos sistemas utilizan como medio de almacenaje de la energía la propia red eléctrica. La finalidad de conectar una instalación fotovoltaica a la red es que ésta absorba la electricidad y que la reparta cuando no hay generación suficiente, la idea de esta instalación es que no desperdicia nada de energía que genera el sistema fotovoltaico, ésta es la gran diferencia con los sistemas aislados, donde siempre hay que sobredimensionar la potencia con el fin de garantizar el servicio en los períodos de menos sol, y por tanto también en estos sistemas siempre hay a lo largo del año energías sobrantes que no se pueden almacenar y se pierden, existen también pérdidas en el almacenaje de la energía en las baterías ya que no es muy eficiente. En la tabla 1 se pueden observar la comparación de algunos parámetros entre una instalación aislada y una instalación conectada a red. [2]

Parámetro	Sistema FV Autónomo	Sistema FV conectado a la red
Potencia (kWp)	2	2
Potencia ondulator (kW)	4	2
Inclinación óptima (°)	55	30
Radiación anual (kWh/m ²)	1650	1750
Pérdidas de acumulación (%)	10	0
Pérdidas de transformación AC (%)	15	10
Pérdida de captación media anual (%)	15	10
Producción relativa (%)	100	140
Potencia FV	Limitada a las necesidades que debe abastecer	Ilimitada, o limitada por el espacio disponible
Acumulación	Baterías	La misma red
Capacidad de acumulación	Limitada a una autonomía de algunos días	Ilimitada
Acumulación	Las baterías tienen una vida de 1 a 15 años	Vida ilimitada
Regulador	Si	No
Ondulador	Si	Si
Dependencia de la red	Ninguna	Completa: no genera electricidad si hay un corte en la red
Energía anual (kWh) por kWp FV	~800	~1100
Coste por kWp FV instalado (euros/kWp)	15 000 a 18 000	9000 a 10 000
Inclinación óptima	Latitud + 15°	Latitud – 8°

Tabla 1. Comparación de algunos parámetros entre instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red.

Fuente: Jaume Serrasolses. TEJADOS FOTOVOLTACIOS:
Energía solar conectada a la red eléctrica.

- Cabe distinguir:

-Centrales fotovoltaicas y huertos solares: lugares donde se concentran un conjunto de instalaciones fotovoltaicas de diferentes propietarios con la finalidad de vender la energía eléctrica a la compañía eléctrica con la cual tengan contrato. La energía vendida puede estar a nombre de una persona, una sociedad, etc. [2]

-Edificios fotovoltaicos: La rápida evolución en este tipo de construcciones ha dado lugar al desarrollo de los módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual. Además, se tiene que tener en cuenta que la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más propicio para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica en definitiva se basa en combinar la doble misión: como elemento constructivo y como productor de electricidad, de los módulos fotovoltaicos. [2]

1.3.3. Instalación de autoconsumo

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son aquellas en donde la energía que se produce, se utiliza para satisfacer consumos propios. También se dividen en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red o instalaciones aisladas.

- Instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada: son las que se encuentran conectadas con una red de consumo, pero no se encuentran conectadas físicamente con la red de distribución. La acumulación de la energía en baterías es fundamental en este tipo de instalaciones, para poder tener un consumo de la energía de forma continua, también se suele emplear un generador de combustible para períodos en donde no sea posible la generación. Una instalación de autoconsumo aislada suele encontrarse en lugares donde es muy complicado llevar la red eléctrica por la imposibilidad que supone o por el elevado coste de llevarla, como por ejemplo en zonas rurales con baja población y alejadas de grandes núcleos urbanos. (Figura 5). [2]

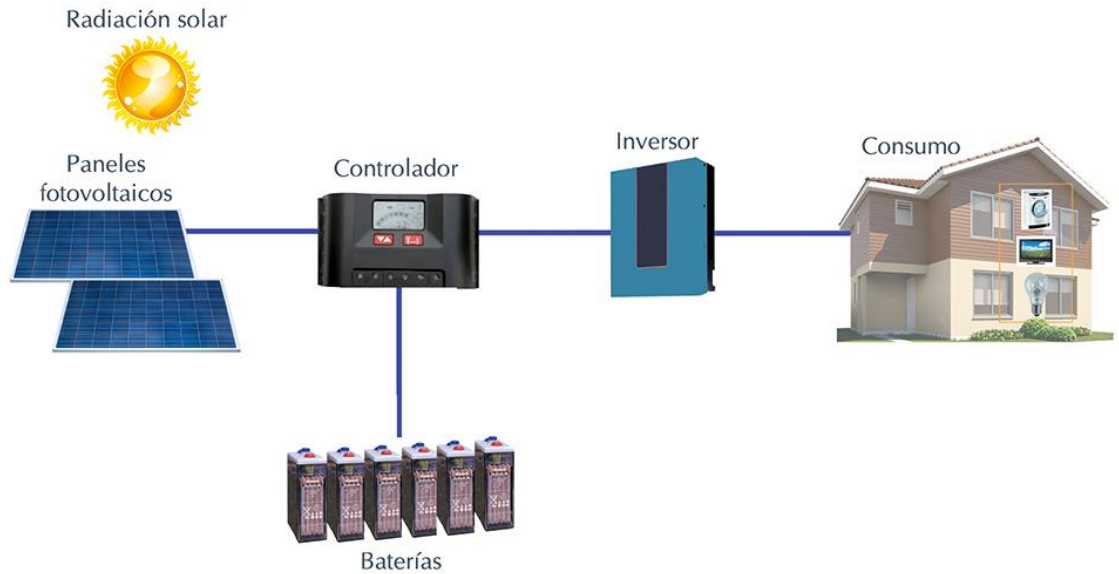


Figura 5. Instalación fotovoltaica para autoconsumo aislada.

Fuente: www.areatecnologia.com

- Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red: son instalaciones de placas solares para autoconsumo que se encuentran conectadas con el interior de una red de consumo, pero también se encuentran conectadas con la red de transporte o distribución.

La acumulación o almacenamiento de energía, es decir, el uso de baterías, no es imprescindible en este tipo de instalaciones de autoconsumo solar ya que se recurre a la red eléctrica cuando no hay generación. (Figura 6). [2]

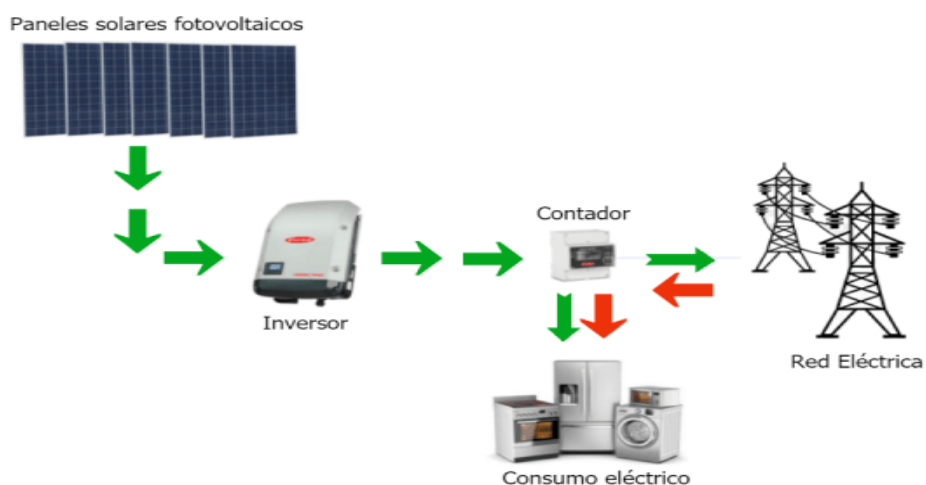


Figura 6. Instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red.

Fuente: www.amasplusrenovables.es

2. OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo el dimensionamiento y el diseño de una planta solar fotovoltaica conectada a la red de 51,2 kWp en las inmediaciones del hotel Fuente la Teja de venta de cárdenas (Ciudad Real). El objetivo de dicho proyecto es alimentar al hotel de energía eléctrica generada por dicha planta solar y la energía excedente enviarla a la red eléctrica.

Se realiza una descripción explícita de todos los componentes que integran dicha instalación como son los paneles solares, las estructuras soporte, los inversores, el contador, cableado y las protecciones junto con otros elementos nombrados posteriormente en dicho proyecto.

3. UBICACIÓN O EMPLAZAMIENTO

La instalación fotovoltaica se localiza en venta de cárdenas una pedanía que pertenece al municipio de Almuradiel (Ciudad Real). Concretamente se sitúa en el hotel Fuente la Teja, ubicado en la A4 a la altura de Despeñaperros. Las coordenadas del hotel son:

- Latitud: 38°24'41,1" Norte
- Longitud: 3°29'50,7" Oeste

En la figura 7 se puede ver una imagen del emplazamiento de la instalación.



Figura 7. Ubicación de la planta solar fotovoltaica. Fuente: google earth

4. NORMAS Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE.

Para la elaboración del presente proyecto básico se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- REBT ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión.
- REBT ITC-BT-08. Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- REBT ITC-BT-22. Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.
- REBT ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- IDEAE. Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red. Madrid, 2011.
- Real Decreto 244/2019, de 6 de abril de 2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Normas UNE que procedan.

4.1. Real Decreto 244/2019 del 6 de abril de 2019

Esta normativa se caracteriza por traer muchos cambios al mundo de la generación fotovoltaica, es decir, al mundo de la generación de energía. Se ha pasado de un sistema regulatorio en el que básicamente se impedía la colocación de placas solares o se limitaba mucho, a otro sistema en el que simplemente se deja al ciudadano y a la empresa generar su propia energía, se pone al ciudadano y a los productores de energía en el centro de la transición energética. [7]

- Son 5 grandes cambios los que vienen expuestos en esta nueva normativa:

-Se acaban las tasas: se elimina cualquier tipo de tasa o impuesto a la generación fotovoltaica. [7]

-Sistema de compensación (balance neto): se establece un balance neto o compensación de consumo, esto quiere decir que los excedentes que genere la planta fotovoltaica van a ser vertidos a la red eléctrica, y la red eléctrica a través de las comercializadoras va a compensar este vertido al final del mes en la factura eléctrica. [7]

-Autoconsumo compartido: se establece y se permite el autoconsumo compartido, es decir, una comunidad de vecinos, un polígono industrial o cualquier asociación van a poder generar su energía fotovoltaica y compartirla de la manera que ellos establezcan. [7]

-Sin límites de potencia: se elimina cualquier límite a la potencia instalada, anteriormente nada más se podía instalar la potencia que se tenía contratada, ahora mismo se puede instalar cualquier potencia. [7]

-Protección de terceros: se permite que terceras empresas sean las que exploten las instalaciones fotovoltaicas, esto quiere decir que se va a permitir que por ejemplo una empresa, alquile el tejado de una nave industrial y comparta los beneficios de ese tejado con la empresa donde se establecen las placas solares. [7]

- Modalidades de autoconsumo:

-Autoconsumo sin excedentes: es el autoconsumo en donde no se produce más energía de la que se necesita, se coloca un aparato a la entrada del edificio, vivienda u oficina para limitar que en un determinado caso el excedente de energía fotovoltaica salga a la red. [7]

-Autoconsumo con excedentes: se tendrá una instalación fotovoltaica en donde en determinadas ocasiones no solamente va a satisfacer las necesidades oportunas, sino que se va a mandar energía a la red eléctrica. [7]

Dentro del grupo de autoconsumo con excedentes existen dos subgrupos:

-Compensación de excedentes: es decir, se obtendrá una compensación por la energía que se manda a la red eléctrica. A este grupo se podría llamar también balance neto porque en realidad es lo mismo, este concepto en el Real Decreto se hace llamar compensación de consumos. Esta compensación de consumos, según la nueva normativa, se realiza a través de saldo, es decir, la energía que nos sobra será vertida a la red y el contador bidireccional será el encargado de registrar los kilovatios que se vierten. La compañía comercializadora va a asignar un valor a estos kilovatios que se vierten y posteriormente se restará de la factura eléctrica. El valor que se le asignará a esos kilovatios dependerá de varios factores entre ellos: el precio de la energía de pool en esa hora en la que se compra dicha energía y de las ofertas que ofrezcan las comercializadoras en determinados momentos. [7]

-Compensación no simplificada: son aquellos casos en los que mandar energía a la red eléctrica, se va hacer en formato de venta de energía, es decir, esa energía que sobra se vendería. Realmente si existe una compensación de consumos realizada por la compañía eléctrica comprando directamente la energía sobrante, es decir, se venderá la energía sobrante a un precio que también se negociará con la comercializadora y que ésta lo abonará cuando corresponda. [7]

- Instalaciones inferiores a 15Kw: para la mayoría de las viviendas y las pequeñas empresas, lo más interesante es acogerse a la modalidad de consumo compensado, la tramitación va a ser muy sencilla, por debajo de 15 Kw no se tendría que tramitar nada con la comercializadora simplemente se rellenará un boletín de instalación y se comunicará a la comunidad autónoma la cual se pondrá en contacto con la comercializadora y al final del mes, la factura vendrá con la compensación de los consumos y del vertido que se tendrá. [7]
- Instalaciones entre 15 Kw y 100Kw: la cantidad de excedentes que tendrán las instalaciones es el factor que marcará optar por un autoconsumo sin vertido o hacer un autoconsumo con compensación de excedentes. A partir de 15 Kw si se necesitará realizar unos trámites de acceso y conexión a la red eléctrica. [7]
- Instalaciones superiores a 100Kw: en este tipo de instalaciones por la cantidad y volumen de los excedentes que se pueden generar, lo más lógico es realizar un vertido sin compensación de consumos simplificada, es decir, autoconsumir nuestra propia energía solar y por otro lado, la parte de excedentes, se vendería a la compañía eléctrica al precio que corresponda según el mercado. [7]

5. ELEMENTOS Y FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FV.

El presente documento se fundamenta en la generación de energía eléctrica a través de la energía solar, sin combustibles fósiles y sin apenas producir contaminación en el medio ambiente. El funcionamiento de los sistemas de energía fotovoltaicos de conexión a red se fundamenta en transformar la energía solar procedente del sol (fotones) en energía eléctrica mediante el fenómeno denominado ``efecto fotoeléctrico``, que se producen en las células que forman los módulos fotovoltaicos. Esta energía eléctrica, producida en corriente continua se transforma en corriente alterna por medio de inversores de conexión a red. La instalación fotovoltaica de 51,2 Kwp consta de 160 módulos fotovoltaicos de 320W policristalinos. Estos paneles estarán interconectados en 10 filas de módulos puestas en paralelo conteniendo cada fila 16 módulos en serie. Estos módulos tendrán una inclinación de 32º para una mayor captación de energía solar.

El elemento que se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna es el Inversor INGECON SUN 160TL de 83.8Kw, se ha optado poner dicha potencia de 83,8Kw en previsión de posibles ampliaciones de la planta. Entre la conexión

del generador fotovoltaico y el inversor se instalará una caja de conexión general (CCG) 10 strings-STC10 100A (ACCCAC0009).

Por otro lado, en la parte de CA se instalará un cuadro general (CG), que estará formado por varios elementos de protección, entre ellos cabe destacar un interruptor general manual magnetotérmico y un interruptor diferencial, y por último un cuadro general de protección (CGP) que será el límite entre el consumidor de la instalación y la empresa distribuidora de la energía.

La medida del consumo y de la energía que se vierta a red se realizará mediante un contador bidireccional trifásico, el elegido es el contador CIRWATT B 410D. En los siguientes apartados se explicará con más detenimiento cada uno de los elementos descritos anteriormente.

5.1 Generador fotovoltaico (módulos solares)

El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de paneles o módulos solares conectados entre sí para permitir alcanzar unos niveles de tensión, corriente y potencia adecuados. Estos módulos fotovoltaicos son los elementos encargados de convertir la energía solar en energía eléctrica, están formados por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí.

Las células fotovoltaicas son dispositivos que convierten los fotones, que proceden del sol en corriente eléctrica. Actualmente están formadas por un material semiconductor, es decir, un material aislante, que en ciertas situaciones se vuelve conductor, de tal forma que cuando la luz del sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones de las células y gracias al material semiconductor por el que están formadas, se crea una corriente eléctrica. [1]

En la tabla 2 se relaciona los tipos de células fotovoltaicas y sus características.

	Silicio Monocristalino	Silicio Policristalino	Silicio Amorfo	Otros
Material	Silicio puro cristalizado en forma de cristal único	Silicio puro cristalizado en múltiples cristales	Silicio no Cristalizado	Arseniuro de galio, seleniuro de cobre-indio-galio, telurio de cadmio, célula en cinta
Origen	Silicio de calidad de electrónica	Rechazos de silicio cristalino de la Industria electrónica	Silano	
Rendimiento comercial	14% a 16%	12% a 14%	6% a 8%	8% a 20%
Rendimiento máximo en laboratorio	24,7%	19,8%	13%	16% a 26%
Forma de célula	Originalmente circular. Actualmente casi cuadrada	Cuadrada (el silicio fundido se moldea en bloques de sección cuadrada)	Continua sobre superficies diversas y de casi cualquier medida	Continua sobre superficies diversas y de casi cualquier medida

Tabla 2. Tipos de células fotovoltaicas y sus características. Fuente:
Jaume Serrasolses. TEJADOS FOTOVOLTACIOS:
Energía solar conectada a la red eléctrica.

La mayoría de las células actualmente en el mercado son monocristalinas. El proceso de fabricación es el siguiente: El silicio se purifica, se funde (alta T^a) y se cristaliza en lingotes. Los lingotes son cortados en finas obleas para hacer células individuales. Las células monocristalinas tienen un color uniforme, generalmente azul o negro. (Figura 8.) [4]



Figura 8. Células monocristalinas. Fuente: artesa shop

Las células policristalinas se fabrican de forma similar a las monocristalinas. La principal diferencia es que se utiliza un silicio de bajo coste (menor eficiencia). Generalmente presentan una reducción en la eficiencia, pero los fabricantes defienden que el precio por kW es menor. La superficie de las células policristalinas tiene un patrón aleatorio de cristalización en lugar del color homogéneo de las células monocristalinas. (Figura 9). [4]



Figura 9. Células policristalinas. Fuente: artesa shop

Las células de silicio amorfo pueden fabricarse a una temperatura de deposición relativamente baja, generalmente entre 200°C - 500°C, lo que permite el uso de varios sustratos de bajo coste. El silicio amorfo sufre una degradación debido a la luz al inicio de su operación. Pérdida de rendimiento comparado con las células monocristalinas y policristalinas. (Figura 10). [4]



Figura 10. Silicio amorfo. Fuente: artesa shop

5.1.1. Características eléctricas.

-Corriente de cortocircuito del generador (I_{SCG}), o corriente que se obtiene al cortocircuitar los terminales del generador. El valor de la corriente del generador será proporcional al valor de la corriente de cortocircuito de modulo (I_{SCM}) y al número de ramas de módulos conectadas en paralelo (N_{MP}): [3]

$$I_{SCG} = I_{SCM} * N_{MP} \quad (1)$$

-Tensión del circuito abierto del generador (V), o tensión que se obtiene al dejar los terminales del generador en circuito abierto. El valor de la tensión del generador será proporcional al valor del voltaje de circuito abierto del panel (V_{OCM}) y al número de módulos conectados en serie (N_{MS}): [3]

$$V_{OCG} = V_{OCM} * N_{MS} \quad (2)$$

-Potencia máxima o potencia pico del módulo (P_{MaxG}), o potencia máxima que puede dar el generador para unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. El valor de la potencia pico del generador será proporcional al valor de potencia pico del módulo (P_{MaxM}) y al número de módulos total que forman el generador (N_{MT}): [3]

$$P_{MaxG} = P_{MaxM} * N_{MT} = P_{MaxM} * N_{MS} * N_{MP} \quad (3)$$

-Corriente de máxima potencia del generador (I_{MaxG}), o corriente a la que se obtiene la potencia máxima del generador. El valor de la corriente del generador será proporcional al valor de la corriente de máxima potencia del módulo (I_{MaxM}) y al número de ramas de módulos conectadas en paralelo (N_{MP}): [3]

$$I_{MaxG} = I_{MaxM} * N_{MP} \quad (4)$$

-Tensión de máxima potencia del generador (V_{MaxG}), o tensión a la que se obtiene la potencia máxima del generador. El valor de la tensión del generador será proporcional al valor del voltaje de la máxima potencia del módulo (V_{MaxM}) y al número de módulos conectados en serie (N_{MS}): [3]

$$V_{MaxG} = V_{MaxM} * N_{MS} \quad (5)$$

Así también se pueden calcular la potencia máxima del generador mediante la siguiente expresión para:

$$P_{MaxG} = I_{MaxM} * V_{MaxM} \quad (6)$$

5.1.2. Eficiencia del módulo

La eficiencia es el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la irradiación incidente sobre el mismo. Es decir, es el cociente entre la potencia máxima (P_m) y la potencia luminosa (P_L) recibida por la célula, tal y como se muestra en la siguiente ecuación: [3]

$$\eta = \frac{P_m}{P_L} = \frac{(V_m * I_m)}{P_L} \quad (7)$$

En la tabla 3 se muestran los valores medios de eficiencia con relación al material con el que se ha fabricado el módulo fotovoltaico.

Tecnología	Eficiencia (%)
Silicio monocristalino	15-18
Silicio policristalino	13-15
Silicio amorfo	10

Tabla 3. Relación entre el material y la eficiencia del módulo fotovoltaico.

Fuente: Miguel Pareja Aparicio. Energía solar fotovoltaica: cálculo de Una instalación aislada.

5.1.3. Factor de forma.

Si la curva I-V fuera ideal se trataría de un rectángulo, pero debido a las pérdidas por la resistencia interna del módulo, la influencia de la temperatura, etc., la potencia va disminuyendo. Este efecto se define con el factor de forma (F_f). [3]

El factor de forma relaciona la tensión y la corriente máxima con la corriente en cortocircuito y la tensión en circuito abierto, como se indica en la siguiente ecuación: [3]

$$F_f = \frac{(V_m * I_m)}{(V_{oc} * I_{sc})} \quad (8)$$

Sabiendo que la potencia máxima es el producto de la tensión máxima y la corriente máxima, y despejando dicho término, se obtiene la ecuación que relaciona la corriente en cortocircuito y la tensión en circuito abierto con el factor de forma para obtener la potencia máxima, como se indica en la siguiente ecuación: [3]

$$P_M = V_{OC} * I_{SC} * F_F \quad (9)$$

5.1.4. Energía generada por un módulo fotovoltaico

Para el cálculo se debe tener en cuenta la energía que genera un módulo fotovoltaico ($E_{Módulo}$) durante un día. Para ello, se utiliza la siguiente ecuación: [3]

$$E_{Módulo} = I_{Módulo} * HPS * \eta_{Módulo} [Ahd] \quad (10)$$

En donde $I_{Módulo}$ corresponde a la corriente de pico o corriente máxima, HPS corresponde a las horas de pico solar (horas de suficiente irradiación solar) y $\eta_{Módulo}$ corresponde al rendimiento de la conversión eléctrica del módulo fotovoltaico. El $\eta_{Módulo}$ relaciona la energía que realmente se genera $E_{Módulo}$ y la que se generaría en condiciones estándar de medida, mediante el producto de la intensidad máxima en condiciones estándar de medida y el número de horas de pico solar; es decir, la energía que se generaría según las características eléctricas y la que realmente se genera. [3]

En el rendimiento del módulo se pueden escoger valores típicos entre el 85% y el 95%. Como norma general se escoge un rendimiento general del 90%, por lo que se multiplica por 0,9, quedando la ecuación como: [3]

$$E_{Módulo} = 0,9 * I_{Módulo} * HPS [Ahd] \quad (11)$$

Para el cálculo de la energía generada por un campo fotovoltaico ($E_{campo_fotovoltaico}$) se tendría en cuenta la corriente generada por todo el campo fotovoltaico o generador fotovoltaico ($I_{campo_fotovoltaico}$), quedando la ecuación como: [3]

$$E_{campo_fotovoltaico} = 0,9 * I_{campo_fotovoltaico} * HPS [Ahd] \quad (12)$$

La corriente del campo fotovoltaico o generador fotovoltaico se calcularía mediante el valor de la corriente de pico o corriente máxima, tras la asociación de todos los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

5.1.5. Asociación en serie y en paralelo.

En la mayoría de las instalaciones, dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario asociar varios módulos en serie o en paralelo para obtener los niveles de voltaje y corriente adecuados. Como norma general no se conectarán entre si módulos de distintas características y, en la medida de lo posible, serán del mismo fabricante.

- Para la asociación de módulos fotovoltaicos hay tres posibilidades:

-Conexión en paralelo: se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos. Con ello se consigue aumentar la corriente generada y mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo, es decir, al producto de la corriente generada por un módulo por el número de módulos. (Figura 11.) [4]

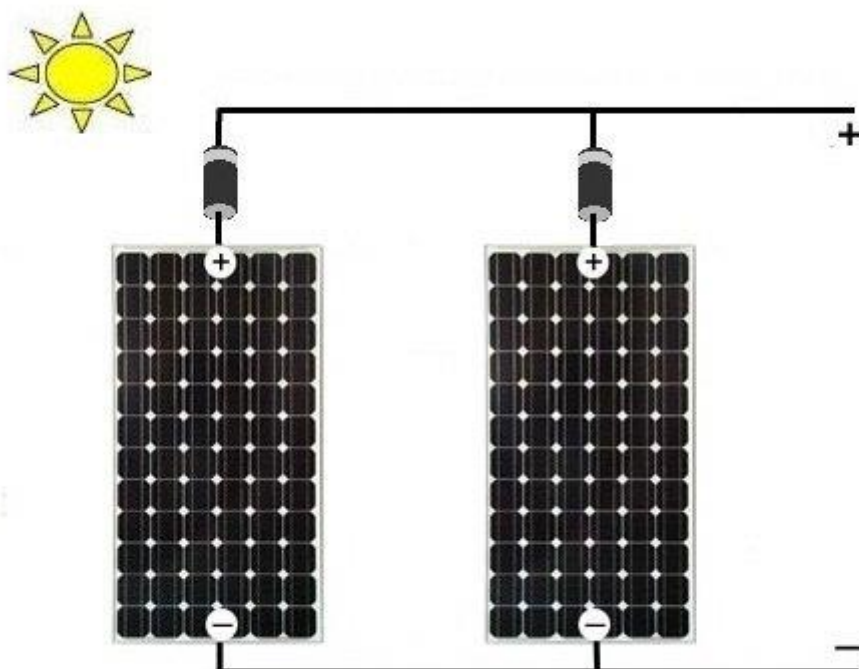


Figura 11. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos. Fuente:
David Vera. Tema 3: energía solar fotovoltaica.

-Conexión en serie: se conecta el polo positivo de un módulo, con el polo negativo del siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada. La tensión es igual a la suma de todas las tensiones por cada módulo o, lo que es lo mismo, el producto de la tensión de un módulo por el número de módulos. (Figura 12) [4]

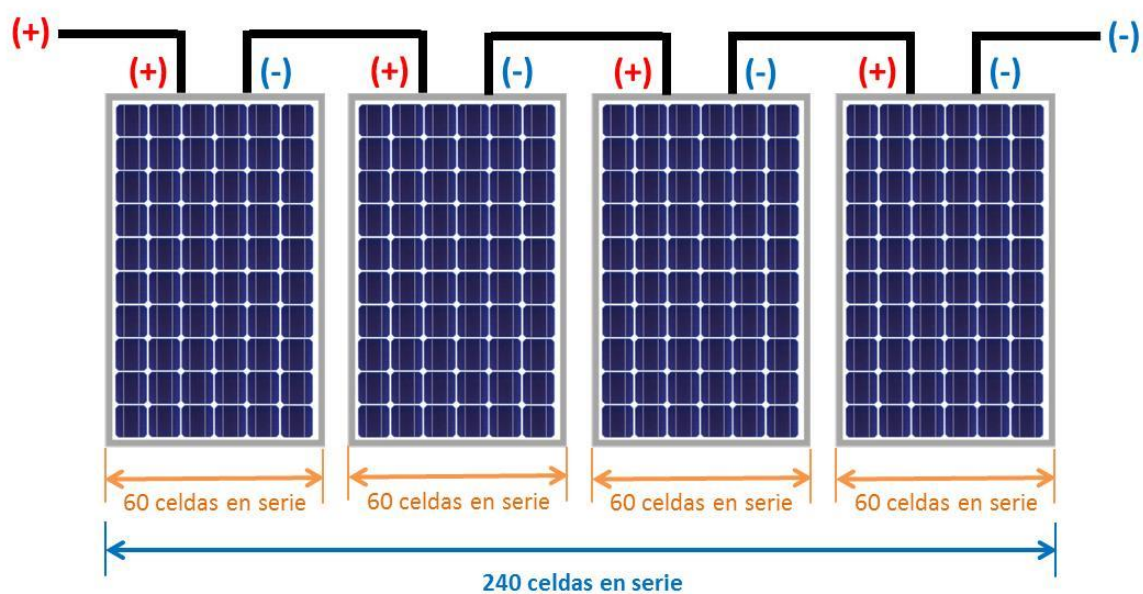


Figura 12. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos. Fuente: David Vera.

Tema 3: energía solar fotovoltaica

-Conexión mixta: se encuentran asociados tanto en serie como en paralelo.

(Figura 13).

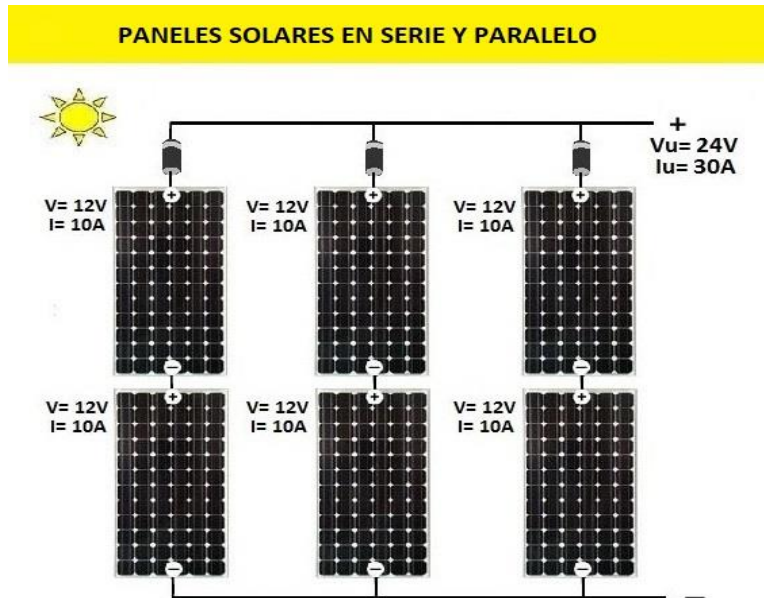


Figura 13. Conexión mixta de módulos fotovoltaicos. Fuente: David Vera.

Tema 3: energía solar fotovoltaica.

5.1.6. Elección de los módulos fotovoltaicos.

Los paneles se montarán con una orientación de 11° este. Esta orientación dará la mayor intensidad de radiación. El generador fotovoltaico estará ubicado en una zona situada en las inmediaciones del hotel con condiciones muy favorables y fáciles para su desarrollo y mantenimiento.

En resumen, se dispondrán de 160 paneles fotovoltaicos como el de la (figura 14) con una potencia total de 51,2kwp. Dicha potencia estará distribuida en 10 ramales en paralelo conectados a la caja de conexión general (CCG), con 16 módulos en serie por cada ramal.

El panel fotovoltaico elegido es el SCL 320W policristalino. En las tablas (4, 5,6 y 7) aparecen las características de dicho módulo.



Figura 14. Módulo SCL 320W. Fuente: monsolar

Medida	SCL-320P1
Potencia máxima (Pmax) [w]	320
Voltaje a potencia maxima (Vmp) [V]	37,1
Intensidad a potencia maxima (Imp) [A]	9,00
Voltaje en circuito abierto (Voc) [V]	45,7
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	8,63
Tolerancia de potencia [W]	0/3%

Tabla 4. Características técnicas. Fuente: calculationsolar.com

Medida	SCL-320P1
Células	72=6x12 policristalinas
Conectores	MC4 Compatible
Caja conexión	TÜV Certificado
Cableado	Longitud 900mm
Dimensión	1956x992x50 mm
Peso	27 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa /Carga peso: 5400 Pa

Tabla 5. Características mecánicas. Fuente: calculationsolar.com

Medida	SCL-320P1
NOCT**	47+/-2°C
Coeficiente de temperatura Pmax (γ)	-0,43% / °C
Coeficiente de temperatura Voc (β)	-0,33%/°C
Coeficiente de temperatura Isc (α)	+0,056%/°C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

Tabla 6. Características de temperatura. Fuente: calculationsolar.com

Tipo	SCL-320P1
Palet	21 uds.
Contenedor 20/40 pies	210/462 uds

Tabla 7. Embalaje. Fuente: calculationsolar.com

5.2. Estructura soporte y lugar para la instalación de las placas solares.

La estructura soporte es uno de los elementos primordiales de una instalación fotovoltaica para garantizar con cierta calidad el aprovechamiento de la radiación solar. Se encargan de sustentar los paneles solares dándole la orientación pertinente para la mayor obtención de energía solar.

Existen diferentes estructuras para soportar los paneles solares, esto dependerá de donde estén situados dichos paneles solares, dependiendo de esto se puede distinguir los siguientes tipos de soportes:

- Estructuras de paneles solares para suelo: La forma más sencilla de instalar el sistema fotovoltaico es sobre el suelo. Se sitúan en suelos de poco valor, es decir, que no sean utilizados para otros usos.

Estas estructuras están formadas por triángulos de aluminio para dar la inclinación necesaria. La placa solar se encuentra fijada en la hipotenusa del triángulo y la base de éste lleva dos perforaciones para fijarlo al suelo. (Figura 15).



Figura 15. Estructura para suelo. Fuente: monsolar

- Estructura de paneles solares para tejado inclinado o edificios: La parte más difícil de estas instalaciones es la fijación al tejado, de las sujeciones a tejado se montan unos railes para conectar directamente los paneles. (Figura 16). Las estructuras para fachadas son una copia de las estructuras del suelo, a estos edificios se denominan edificios fotovoltaicos conectados a la red. (Figura 17).



Figura 16. Estructura de paneles solares en tejados inclinados. Fuente: tutiendaenergética.es



Figura 17. Edificios fotovoltaicos. Fuente: efirmarket.com

Los sistemas fotovoltaicos también pueden clasificarse según el movimiento de la estructura que soporta a los módulos, así existen estructuras soporte fijas y sistemas con estructura soporte con algún movimiento para realizar el seguimiento del sol.

- Los sistemas fijos son aquellos cuyo generador fotovoltaico no presentan movimiento. Normalmente estos generadores se suelen orientar para obtener la máxima calidad de energía. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 5° - 10° . [1]
- Los sistemas con seguimientos son aquellos cuyo generador fotovoltaico se mueve con el objeto de aumentar la radiación recibida en los módulos y por lo tanto, aumentan la energía eléctrica generada. [1]

-Hay tres tipos básicos de sistema de seguimiento:

1. Seguidores de un solo eje, en los cuales, normalmente el generador tiene una orientación fija al sur y el seguidor solamente varia la inclinación a lo largo del año (seguimiento cenital).
2. Seguidores de un solo eje, en los cuales, normalmente el generador tiene una inclinación fija y el seguidor simplemente gira de este a oeste a lo largo de un día (seguimiento azimutal).
3. Seguidores de doble eje, los cuales, realizan tanto el seguimiento azimutal como el cenital, de modo que siempre están apuntando perpendicularmente al sol. [1]

La ganancia debida al uso de seguidores frente a sistemas fijos, depende del lugar, aunque de forma general, los seguidores de un solo eje (figura 18) suelen aumentar la radiación recibida entre un 10% y 40% respecto de un sistema fijo (orientado al sur e inclinados con un ángulo óptimo). Mientras tanto, los seguidores de doble (figura 19) suele tener una ganancia de un 10% mayor que los seguidores de un eje, y por lo tanto, pueden aumentar la radiación en un 50% respecto de los sistemas fijos óptimamente orientados. [1]



Figura 18. Seguidores solares de un solo eje. Fuente: solarnews.es



Figura 19. Seguidores solares de doble eje. archiexpo.es

5.2.1. Elección de la estructura soporte.

Los paneles fotovoltaicos serán instalados en el suelo. La estructura elegida ha sido Sunfer CVA915XL 1 x 4. En el KitSunfer CVA915XL incluyen toda la perfilería, tornillería y accesorios necesarios para la fijación del panel fotovoltaico. Para una mayor capacidad solar y con mayor rendimiento, los paneles solares se deberían situar de forma perpendicular al sol, pero para situar estos paneles solares de este modo, se deberían de montar seguidores solares, en lugar de paneles fijos. Como consecuencia del elevado coste que suponen los seguidores solares se descarta esta opción. El ángulo de inclinación será constante durante todo el año, ya que una variación de éste supondría pérdidas económicas.

Para instalar 160 módulos, se necesitará 40 estructuras de 4 paneles en cada una. En la (figura 20) se puede apreciar el ejemplo de la instalación.



Figura 20. Instalación de las placas solares. Fuente: merkasol

5.3. Inversores.

El inversor, para un sistema fotovoltaico conectado a red, es el elemento utilizado para convertir la potencia continua disponible en el generador fotovoltaico en una señal alterna en condiciones de ser inyectada a la red. En general, puesto que a la entrada del inversor se recibe una señal continua que ha de ser transformada en señal alterna, el inversor debe realizar dos funciones principales: en primer lugar, lo que se denomina conmutación y en segundo lugar, lo que se denomina filtrado. Por medio de la conmutación se transforma la señal continua en señal cuadrada. Para ello se utilizan circuitos de potencia contruidos por dispositivos semiconductores que han de funcionar en dos únicos modos: corte y saturación. A estos circuitos también se les denomina sintetizadores. La segunda etapa es el filtrado con el que se consigue una onda senoidal. Para el filtrado se utilizan filtros de potencia contruidos por bobinas y condensadores. (Figura 21). [1]

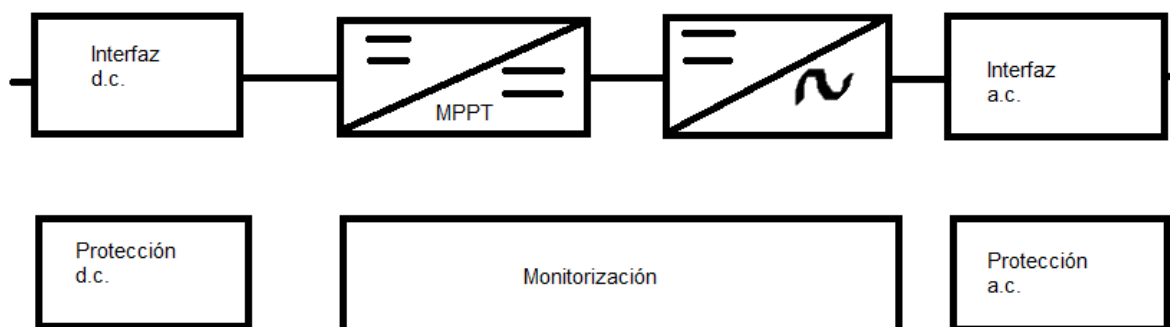


Figura 21. Diagrama de bloques de un inversor para un sistema fotovoltaico Conectado a red. (Elaboración propia)

- Las funciones del inversor son las siguientes:
 - Convertir energía continua en energía alterna con una alta eficiencia.
 - Realizar el seguimiento del punto máximo de potencia del Generador fotovoltaico.
 - Protección de la parte de alterna.
 - Protección de la parte de continua.
 - Monitorización. [1]

- Las características que definen el comportamiento de un inversor son:

-Potencia: la potencia del inversor determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. La gama de potencias en el mercado es enorme.

-Fases: normalmente, los inversores cuya potencia es inferior a 5kW son monofásicos. Los mayores de 15 kW suelen ser siempre trifásicos. Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.

-Rendimiento energético: debería ser alto en toda la gama de potencias a las que se trabajará. Los modelos actualmente en el mercado tienen un rendimiento medio situado en torno al 90%.

-Búsqueda del punto de máxima potencia: el rendimiento del sistema aumenta si el inversor trabaja en el punto de máxima potencia de la curva I-V del campo fotovoltaico. Este mecanismo obliga al generador fotovoltaico a trabajar en una relación de tensión y corriente tal que su producto ofrezca la mayor potencia posible. [1]

- Protecciones: el inversor debería incorporar algunas protecciones generales que, como mínimo, serían las siguientes:

-Interruptor automático de la interconexión: se trata de un dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlarán la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será también automático una vez restablecido el servicio normal en la red.

-Funcionamiento “en isla”. Un dispositivo propio del inversor deberá evitar de forma redundante la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.

-Limitador de la tensión máxima y mínima.

-Limitador de la frecuencia máxima y mínima. El margen indicado sería del 2%.

- Protección contra contactos directos.
- Protección contra sobrecarga.
- Protección contra cortocircuito.
- Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.
- Separación galvánica. [1]

- Clasificación de los inversores:

-Centralizados: se considera inversores centrales a aquellos que conectan todo el generador fotovoltaico a un solo inversor. Normalmente son usados en grandes plantas con un rango de potencias entre 20-400 kW, aunque incluso puede llegar a los MW de potencia. En este tipo de instalaciones se simplifica la parte AC a costa de una parte DC más compleja. (Figura 22) [1]

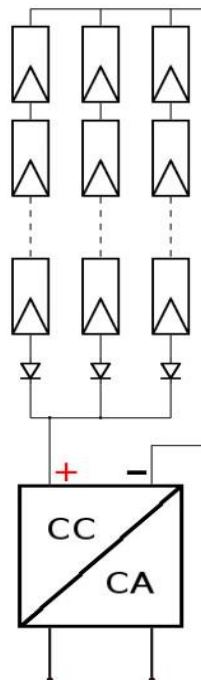


Figura 22. Inversor centralizado. Fuente: calculosolar.com

-Inversores orientados a rama: se considera inversores orientados a rama a aquellos que conectan solo una rama del generador fotovoltaico, así, cada generador dispondrá de varios inversores. Normalmente, tiene unos rangos de potencias entre 1-5 kW. (Figura 23) [1]

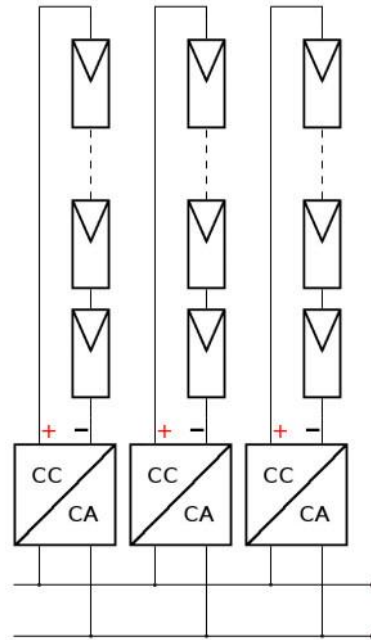


Figura 23. Inversores orientados a rama. Fuente: calculosolar.com

-Inversores orientados a módulo: consiste en la utilización de un inversor acoplado a cada módulo. La potencia de los inversores está en torno a 100 W, aunque dependerá del módulo al que se conecte. (Figura 24) [1]

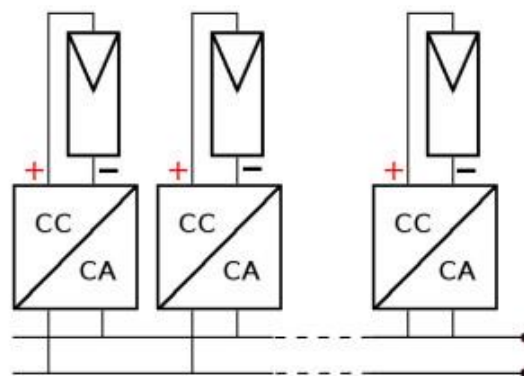


Figura 24. Inversores orientados a módulo.

Fuente: calculosolar.com

-Inversores multi-string: son inversores que disponen de varios convertidores dc-dc independientes, y todos ellos conectados a un inversor común. Este tipo de inversores permite conectar simultáneamente ramas con diferentes orientaciones o diferentes grados de iluminación en un mismo sistema fotovoltaico. (Figura 25) [1]

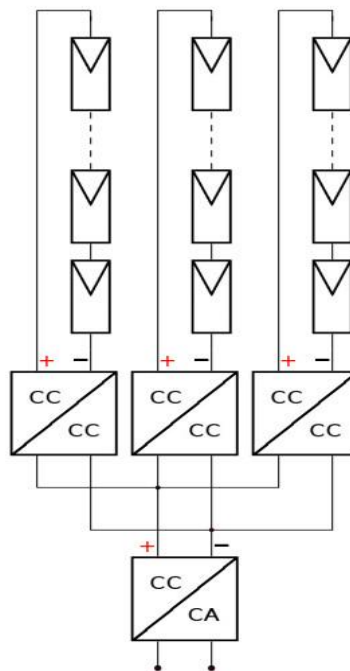


Figura 25. Inversores multi-string. Fuente: calculosolar.com

5.3.1. Elección del inversor

El inversor que convertirá la corriente DC en AC será el inversor ingecon sun 160 TL trifásico de string de 1500V sin transformador y con máxima densidad de potencia, hasta 160Kw en un inversor de tan solo 75 Kg (figura 26), en este caso se pondrá un inversor de 83.8Kw a 50°C del modelo citado anteriormente. Para la elección de este inversor se ha tenido presente dos razones, una es que este equipo sea trifásico para que produzca una generación eléctrica equilibrada y la otra razón es que gracias a su potencia de 83,8kw no es necesario la instalación de ningún otro inversor, es decir, con

este único inversor se puede realizar en perfectas condiciones la instalación. Dicho inversor contiene todas las protecciones necesarias: funcionamiento en “isla”, interruptor automático de la interconexión, limitador de la tensión máxima y mínima, limitador de la frecuencia máxima y mínima, protección contra contactos directos, protección contra sobrecarga, protección contra cortocircuito, bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos, separación galvánica.

En la tabla 8 se detallan las características eléctricas del inversor.

Valores de Entrada (DC)	
Rango pot. campo FV	95-136 Kwp
Rango de tensión MPP	576-1250 V
Tensión máxima	1500 V
Corriente máxima DC	168 A
MPPT	1
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal	83.8 Kw
Corriente máxima	121 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Coseno Phi	1
Rendimiento	
Eficiencia máxima	99,1%
Euroeficiencia	98,7%

Tabla 8. Características eléctricas del inversor. Fuente: ingeteam.com



Figura 26. Inversor 160TL trifásico (83,8Kw). Fuente: ingeteam.com

5.4. Contador.

Para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y que por su dimensión merezca la pena tramitar su legalización, hace falta un contador de electricidad. Según las normas que regulan el derecho a inyectar energía eléctrica a la red de distribución, la disposición y características de los contadores puede ser distinta. El contador más adecuado es el bidireccional: cuando el consumo sea superior a la producción solar, el contador progresará en su conteo, cuando existan excedentes y éstos se viertan a la red, el contador girará al revés y el conteo irá en retroceso.

5.4.1. Elección del contador.

La medida de energía ya sea la inyectada directamente a la red o la consumida por el propietario se llevará a cabo gracias a un contador bidireccional trifásico, de esta manera se registrará en un solo aparato la energía que se excede a la red y la energía consumida.

El contador escogido es CIRWATT B 410D, además se instalarán también tres transformadores de intensidad.

La tabla 9 refleja las características eléctricas del citado contador.

Alimentación	
Tensión nominal	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
Tolerancia	80 % ... 115 % Un
Consumo	< 2 W; < 10 V·A
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Medida de tensión	
Conexionado	Asimétrico
Tensión de referencia	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
Frecuencia	50 ó 60 Hz
Consumo circuito tensión	< 2 W; 10 V·A
Medida de corriente	
Corriente nominal de referencia I ref	15 (120) A
Corriente de arranque Ist	<0,04 x Itr
Corriente mínima Imin	< 0,5 x Itr
Consumo circuito corriente	< 0,1 V·A
Clase de precisión	
Precisión medida de energía activa	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21 (clase 1)
Precisión medida de energía reactiva	IEC 62053-23 (Clase 2)

Tabla 9. Características eléctricas del contador. Fuente: circutor.es

5.5. Cableado

5.5.1. Cableado en CC.

La parte de corriente continua se divide en dos tramos: el primer tramo es el que va desde el generador fotovoltaico hasta la CCG utilizando un cable del modelo P-SUN 2.0 de tensión asignada de 1,8 KV según la norma UNE-HD 603 de 4mm², este cable irá dirigido hasta la CCG dentro de la bandeja metálica de rejilla. El segundo tramo abarcaría desde la CCG hasta el inversor utilizando un cable de P-SUN 2.0 de tensión asignada de 1,8KV según la norma UNE-HD 603 de 25mm², también guiado a través de la bandeja metálica de rejilla.

5.5.2. Cableado en CA.

La línea trifásica que une el inversor con la CG, el contador y la CGP será de cobre con una sección de 50mm². Para regular los límites de tensión del 1,5%, la tensión asignada es de 0,6/1 KV, siguiendo la norma UNE-HD 603. Las conexiones en este tramo serán con el mismo cableado utilizado en la parte de corriente continua y con neutro de 25mm² de sección.

5.6. Protecciones.

5.6.1. Protecciones en CC

En esta parte de la instalación se encuentra la caja de conexión general (CCG) de 10 strings- STC10 100 A (ACCCAC0009) con bases portafusibles y fusibles de 16A en la parte positiva como en la negativa del circuito. El inversor que se va a utilizar es el Inversor ingecon 160TL (83.8Kw), este inversor lleva incorporadas una serie de protecciones que se detallaron en el apartado 5.3 de inversores, nombrando las protecciones mínimas que debe de tener un inversor.

5.6.2. Protecciones en CA

A la salida del inversor se instalará un cuadro general que incluirá:

- Interruptor magnéticotérmico C12N 4P 100A CURVA D de la marca schneider
- Interruptor diferencial 300mA 4P 125A del fabricante HAGER gama-tipo:AC
- Para finalizar y como límite con la línea distribuidora se instalará una caja general de protección (CGP), 10-250 BUC Pinazo.

5.7. Puesta a tierra.

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica (tanto en la sección a corriente continua como alterna) se hará en cualquier caso de forma que no se modifiquen las condiciones de puesta de la red de la empresa distribuidora.

Se dispondrá de una separación galvánica, que consiste en la separación de partes funcionales de un circuito eléctrico para prevenir el traspaso de portadores de carga, entre la red de distribución de baja tensión y la propia instalación fotovoltaica, por medio del transformador de aislamiento interno al ondulator, u otro sistema equivalente.

Se conectará a tierra, la estructura metálica de fijación de las placas fotovoltaicas y los marcos metálicos de éstas, y el chasis del inversor mediante un conductor de cobre.

II. ANEXOS A LA MEMORIA

6. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

6.1. Emplazamiento

El emplazamiento está situado en un terreno al lado del hotel, esta zona pertenece a Venta de Cárdenas, una pedanía perteneciente al municipio de Almuradiel (Ciudad Real). Se encuentra en la zona climática IV.

6.2. Orientación de los paneles

La orientación de los paneles fotovoltaicos es fundamental, ya que éstos se deberán de ajustar para obtener una mayor captación de energía. Según dice el PCT de la IDAE: *“la orientación se define por el ángulo α , que es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 27). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste”*. Para obtener la orientación óptima de los paneles éstos se orientarán de forma que capten la mayor energía solar posible en este caso los paneles se orientarán al sur geográfico, y el azimut según el programa PVGIS es de -11° . (Figura 28.)

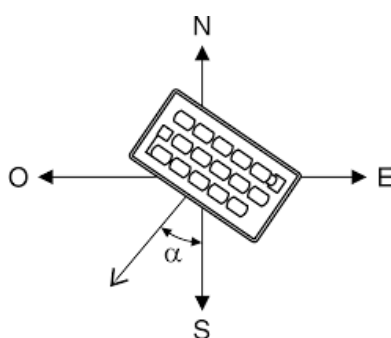


Figura 27. Ángulo azimut. Fuente: IDAE

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 38.411, -3.498
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 51.2 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 32 °
 Ángulo de azimut: -11 °
 Producción anual FV: 78264.99 kWh
 Irradiación anual: 1981.76 kWh/m²
 Variación interanual: 3135.68 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.48 %
 Efectos espectrales: 0.4 %
 Temperatura y baja irradiancia: -8.39 %
 Pérdidas totales: -22.87 %

Perfil del horizonte:

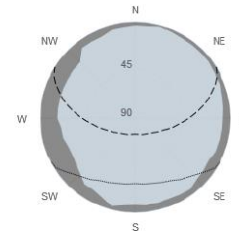
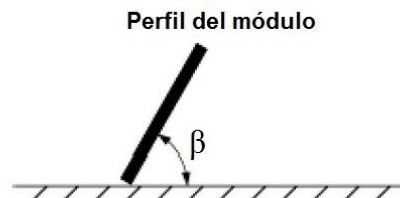


Figura 28. Orientación de los paneles. Fuente: PVGIS.

6.3. Inclinación de los paneles.

Otro dato importante de los paneles solares es el grado de inclinación que deben tener los módulos fotovoltaicos para la captación de mayor cantidad de radiación solar.

Según dice el PCT de LA IDAE: *“la inclinación de los paneles solares se define mediante el ángulo β , dicho ángulo se define como el ángulo que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal (figura 29). Su valor es 0° para módulos horizontales, y 90° para módulos verticales”*.



Inclinación del módulo fotovoltaico

Figura 29. Inclinación del módulo fotovoltaica. Fuente: IDAE

Para calcular la inclinación óptima de los paneles se utilizará una herramienta llamada PVGIS. La inclinación de los módulos solares según PVGIS es de 32°. (Figura 30)

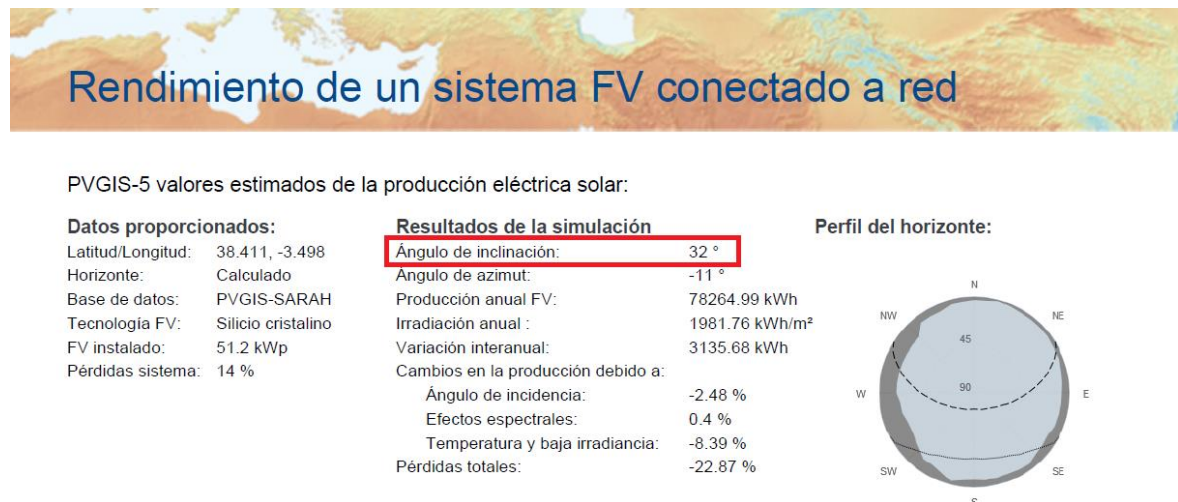


Figura 30. Inclinación de los paneles: Fuente: PVGIS.

6.4. Distancia mínima entre módulos.

En este apartado se calculará la distancia mínima que deben tener los módulos para que no se produzcan sombras entre ellos, partiendo de la base de que se instalarán de forma vertical. Como indica el Pliego de Condiciones Técnicas de la IDAE: *“la distancia “d” entre filas de módulos debe ser la idónea para que garantice 4 horas de sol alrededor del mediodía del solsticio de invierno”*. Esta distancia mínima entre módulos, será mayor al resultado obtenido por la expresión siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (13)$$

En la figura 31 se observan todas las medidas que se deben de saber:

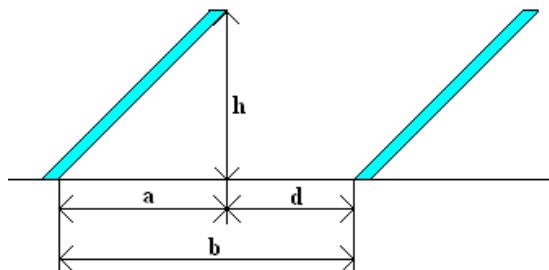


Figura 31. Esquema de distancias mínimas. (Elaboración propia)

La distancia de separación depende del ángulo de inclinación, así que cuanto mayor este inclinado el panel mayor será la separación entre módulos.

La altura “h” de los módulos se sacará por trigonometría y será por tanto:

$$\text{Sen } (\beta) = \frac{h}{L}; \quad (14)$$

$$h = \text{sen } \beta * L = \text{sen } 32^\circ * 1,956\text{m} = 1,0365\text{m}$$

siendo:

L = longitud del panel solar

β = ángulo de inclinación del panel

h= altura del panel solar

Sabiendo la altura que tendrán los módulos en su máxima inclinación, la distancia “d” entre módulos se calculará haciendo uso de la ecuación (13) :

$$d = \frac{h}{\text{tag}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1,0365\text{m}}{\text{tag}(61^\circ - 38,411^\circ)} = 2,4913 \text{ m}$$

siendo:

latitud= $38,411^\circ$

En resumen la distancia mínima que debe de haber entre cada uno de los módulos fotovoltaicos es la suma de la distancia $d=2,4913$ y la proyección de la longitud del panel sobre el suelo calculado por trigonometría en la siguiente ecuación:

$$\cos \beta = \frac{a}{L} \quad (15)$$

$$a = \cos \beta * L = \cos 32^\circ * 1,956\text{m} = 1,6587\text{m}$$

siendo:

β =ángulo de inclinación del panel

L = longitud del panel

a =proyección de la longitud del panel sobre el suelo

Por tanto la distancia mínima entre módulos (b) será **4,1497m** (figura 32)

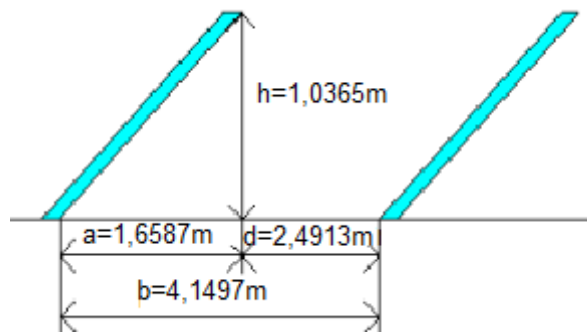


Figura 32. Dimensiones entre módulos. (Elaboración propia)

6.5. Cálculo del número de módulos en serie.

La cantidad de módulos que se conectarán en serie viene definido por la tensión máxima y mínima producida por el ramal, dicha tensión también tiene que ajustarse a la tensión de entrada al inversor. Además también hay que tener presente que los voltajes pueden verse modificados con la temperatura, por lo que se aplicará el coeficiente de variación de temperaturas del módulo fotovoltaico (tabla 10), el rango de dichas temperaturas se puede encontrar en las características técnicas del panel solar, el rango es de -40°C a 85°C .

Medida	SCL-320P1
NOCT**	47+/-2°C
Coeficiente de temperatura Pmax	-0,43% / °C
Coeficiente de temperatura Voc	-0,33%/°C
Coeficiente de temperatura Isc	+0,056%/°C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

Tabla 10. Características térmicas. Fuente: calculationsolar.com

Se procederá a realizar un reparto de 16 módulos conectados en serie por cada ramal, el voltaje de entrada al inversor seria:

$$\text{Tensión de entrada al inversor} = n^{\circ} \text{ de módulos} * V_{OC} = 16 * 45,7V = 731,2V \quad (16)$$

siendo :

V_{OC} = tensión en circuito abierto

$$576V < 731,2V < 1250V.$$

- La tensión ramal de los módulos estaría dentro del rango de tensión MPP del inversor (576V-1250V)

Ahora hay que comprobar que las tensiones del panel fotovoltaico se encuentran dentro del rango de tensiones a distintas temperaturas, por lo que se necesita, los coeficientes de variación de temperaturas del módulo (tabla 10) y también saber que las temperaturas límite para el módulo son de -40°C y 85°C. La temperatura ambiente se considera que es de 25°C.

$$\frac{\text{Coef}(V_{OC}) * V_{OC}}{100} = \frac{-0,33 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * 45,7V}{100} = -0,15081 \frac{V}{^{\circ}\text{C}} \quad (17)$$

$$V_{85} = V_{OC} - 0.15081 \frac{V}{C^{\circ}} * \Delta T = 45,7V - 0,15081 \frac{V}{C^{\circ}} * (85-25)C^{\circ} = 36,6514V \quad (18)$$

siendo:

V_{OC} = tensión en circuito abierto

$\Delta T = (T - T_a)$, siendo T la temperatura que vamos a comprobar y T_a la temperatura ambiente de 25°C

$$36,6514V * 16 \text{ módulos} = 586,4224V < 1250V.$$

- El resultado obtenido para la temperatura de 85°C, está por debajo de 1250V, que es el valor máximo de tensión en el punto de máxima potencia del inversor, por lo que cumple la condición.

$$V_{-40} = V_{OC} - 0,15081 \frac{V}{C^{\circ}} * \Delta T = 45,7V - 0,15081 \frac{V}{C^{\circ}} * (-40-25)C^{\circ} = 55,50265V \quad (19)$$

$$50,50265V * 16 \text{ módulos} = 888,0424V < 1250V$$

- El resultado obtenido para la temperatura de -40°C, está por debajo de 1250V, que es el valor máximo de tensión en el punto de máxima potencia del inversor, por lo que cumple la condición.

Para concluir se puede decir que para una temperatura elevada la tensión es menor, y para una temperatura baja la tensión es mayor.

6.6. Cálculo del número de ramas en paralelo

En este apartado se realizarán los cálculos necesarios para saber el número de ramales que se instalará.

Para realizar este cálculo del número de ramales de la instalación se necesita saber el número de módulos por fila, la intensidad máxima permitida a la entrada del inversor y la potencia nominal de los módulos.

$$N^{\circ} \text{ ramales} = \frac{\text{potencia pico generador fotovoltaico}}{\text{potencia nominal} \times n^{\circ} \text{ paneles en serie}} = \frac{51200}{320 \times 16} = 10 \text{ ramales.} \quad (20)$$

$$I_{\text{Max}} = n^{\circ} \text{ módulos} \times I_{\text{SC}} = 10 \times 8,63 \text{ A} = 86,3 \text{ A} < 168 \text{ A máximos de entrada del inversor.} \quad (21)$$

siendo:

I_{SC} = corriente en cortocircuito

- El resultado obtenido está por debajo de 168A máximos de entrada del inversor por lo que cumple con la condición.

Ahora con ayuda de la tabla 10, se analizará que las corrientes en cortocircuito no sean superiores a los límites de variación de temperaturas.

$$\frac{\text{Coef}(I_{\text{SC}}) \times I_{\text{SC}}}{100} = \frac{0,056 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \times 8,63 \text{ A}}{100} = 0,0048328 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} \quad (22)$$

$$I_{85} = I_{\text{SC}} + 0,0048328 \times \Delta T = 8,63 + 0,0048328 \times (85-25) = 8,9199 \text{ A} \quad (23)$$

$$10 \text{ ramales} \times 8,9199 \text{ A} = 89,199 \text{ A} < 168 \text{ A máximos de entrada del inversor}$$

- El resultado obtenido para la temperatura de 85°C, es inferior a 168 A máximos de entrada del inversor por lo que cumple la condición.

$$I_{-40} = I_{\text{SC}} + 0,0048328 \times \Delta T = 8,63 + 0,0048328 \times (-40-25) = 8,3158 \text{ A} \quad (24)$$

$$10 \text{ ramales} \times 8,3158 \text{ A} = 83,158 \text{ A} < 168 \text{ A máximos de entrada del inversor.}$$

- El resultado obtenido para una temperatura de -40°C es inferior a 168 A máximos de entrada del inversor por lo que cumple la condición.

6.7. Configuración serie-paralelo

Como conclusión se obtendrán 160 módulos con una potencia pico de 51,2KWp, dichos módulos están divididos en 10 ramales en paralelo con 16 módulos en serie por cada ramal. En la tabla 11 se especifican las características técnicas del generador fotovoltaico.

Características del generador fotovoltaico 51,2 KWp	
Potencia máxima	51200W
Tensión máxima	593,6V
Intensidad máxima	90 A
V _{oc}	731,2 V
I _{sc}	86,3 A
Número filas	10
Número módulos/fila	16

Tabla 11. Características del generador fotovoltaico. (Elaboración propia)

6.8. Estudio del recurso solar.

Para obtener los datos de radiación solar y energía producida en el hotel, se ha recurrido a la herramienta PVGIS (figura 33), (figura 34). Para empezar en la tabla 12 se refleja las coordenadas del hotel:

HOTEL LA TEJA (ALMURADIEL)	
LATITUD	38° 24' 41,1" Norte
LONGITUD	3° 29' 50,7" Oeste

Tabla 12. Coordenadas del hotel. (Elaboración propia)

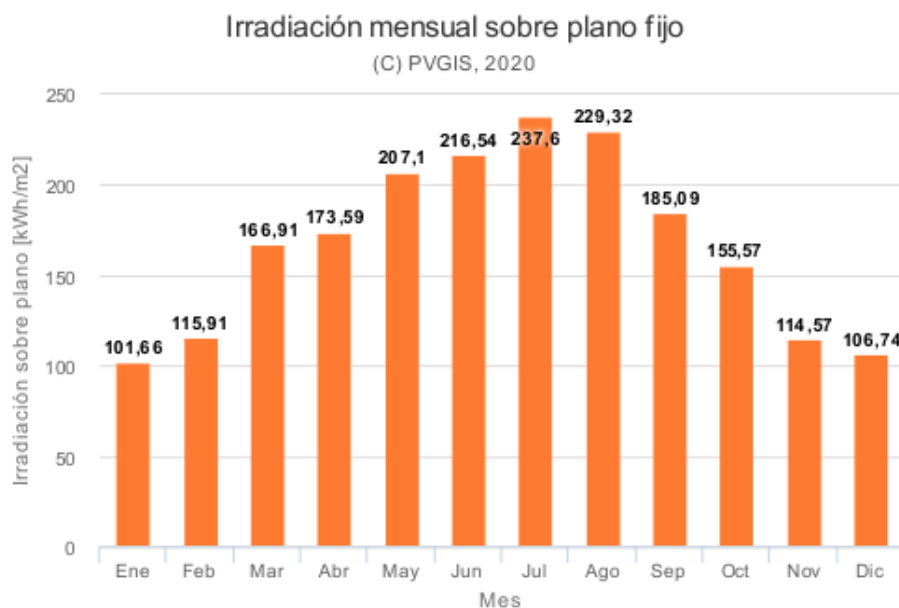


Figura 33. Irradiación solar mensual. Fuente PVGIS

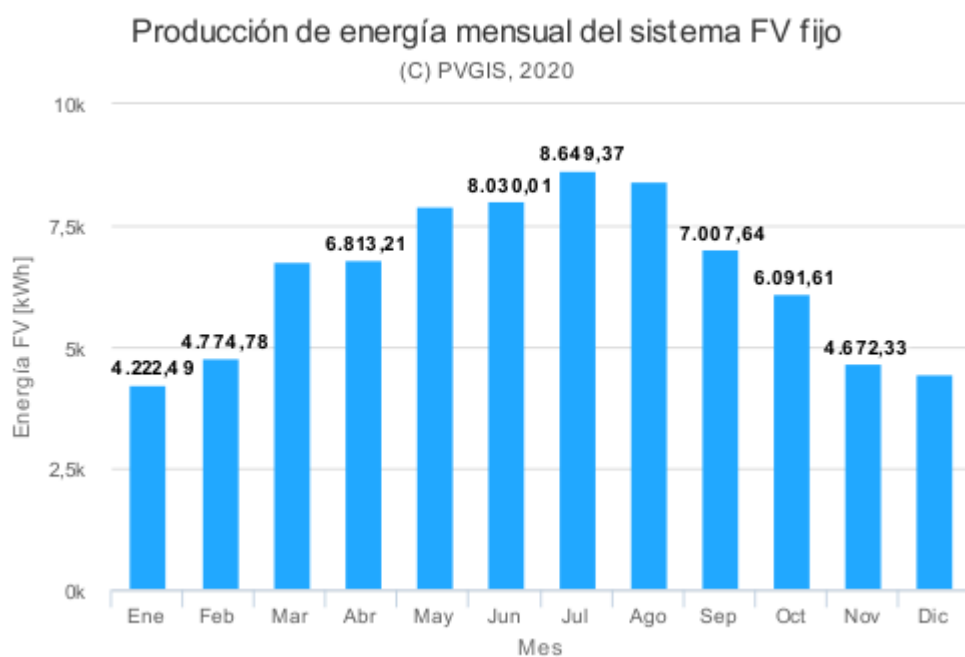


Figura 34. Producción de energía mensual del sistema. Fuente PVGIS

Al comparar la gráfica de la irradiación con la de la energía generada, se puede observar que en los meses donde se produce mayor irradiación (junio, julio y agosto), se genera más energía (8.030,01KWh; 8.649,37KWh) respectivamente.

6.9. Rendimiento energético de la instalación

En este apartado se explicará las distintas pérdidas que pueden llegar a afectar a la instalación fotovoltaica.

6.9.1. Pérdidas por orientación e inclinación.

El objetivo de este apartado es establecer los límites en la orientación e inclinación de los paneles solares de acuerdo a las pérdidas máximas admisibles por este concepto en el PCT .

Con el ángulo azimut ya establecido, se averiguará cuáles son los límites de inclinación, teniendo presente el porcentaje de pérdidas según PCT-IDAE. (Figura 35).

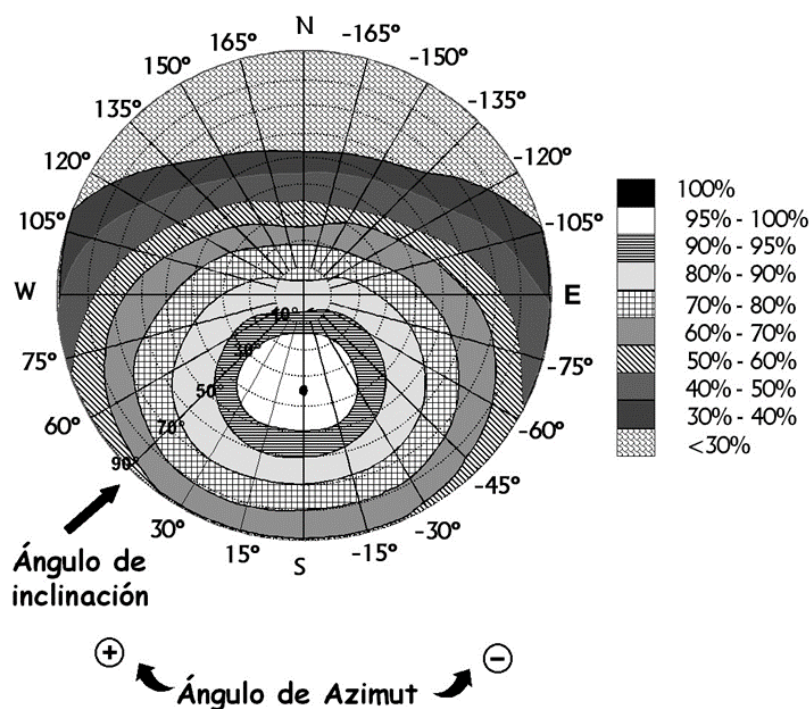


Figura 35. Pérdidas según inclinación y azimut. Fuente PCT-IDAE.

El generador está ubicado en un solar en las inmediaciones del hotel con una orientación 11° hacia el este, (azimut = -11°) y con un ángulo de inclinación de 32° respecto a la horizontal. La latitud donde se encuentra ubicado el hotel es de $38,411^\circ$.

En la figura 36, se determina los límites para la inclinación, $\Phi=11^\circ$ (línea morada). Los puntos que interceden en el círculo, que es el límite de pérdidas del 10% (tabla 30) que se encuentra entre el 90%-95% (con color verde), serán los límites de inclinación (puntos azules). La leyenda de la figura refleja el aprovechamiento que se obtiene en cada zona de la figura.

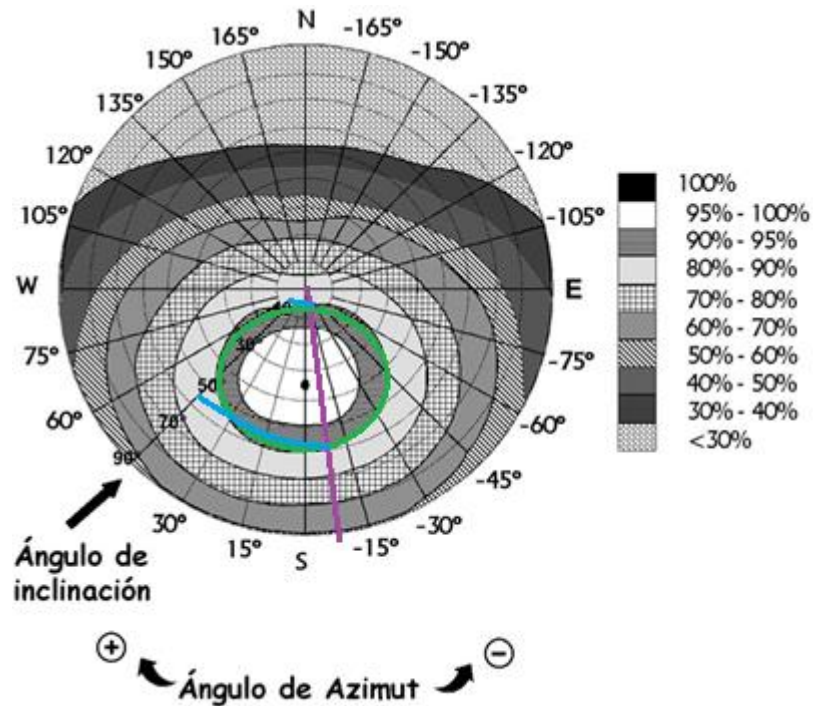


Figura 36. Pérdidas según inclinación y azimut con valores. (Elaboración propia)

Los límites que se puede apreciar con el círculo verde son:

- Inclinación máxima: 52°
- Inclinación mínima: 6°

Seguidamente, haciendo una corrección de latitud:

-Inclinación máxima: inclinación ($\Phi=41^\circ$)-(41°-latitud) = $52-(41-38,411) = 49, 411^\circ$
(25)

-Inclinación mínima: inclinación ($\Phi=41^\circ$)-(41°-latitud) = $6-(41-38,411) = 3, 411^\circ$
(26)

- El ángulo de inclinación es de 32° , está dentro de este rango.

Como medida de comprobación, se calculará la siguiente fórmula, obtenida del PCT-IDAIE, para ver si las pérdidas se encuentran dentro del 10% según el PCT-IDAIE

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 * 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] = 100 * [1,2 * 10^{-4} (32 - 38,411 + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} (-11)^2] = \mathbf{0,5780 \%} \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (27)$$

siendo:

β = ángulo de inclinación del panel

Φ = latitud

α = orientación del panel

6.9.2. Cálculo pérdidas por conexionado (mismatch)

Estas pérdidas están relacionadas por un mal acoplamiento o emparejamiento de los paneles solares, por el hecho de conectarlos en serie o en paralelo. Estas pérdidas se estimarán en torno al **2%**.

6.9.3. Cálculo de las pérdidas por sombras.

Estas pérdidas se considerarán despreciables debido a que la panta se construirá en un solar o terreno donde no existe ningún tipo de obstáculos, problemas relacionados con la naturaleza ni edificios o viviendas cercanas.

6.9.4. Cálculo de las pérdidas por suciedad y polvo.

Este valor depende de muchos aspectos, pero en particular de la ubicación en la que se encuentra el generador fotovoltaico. Se tendrá una menor cantidad de polvo en zonas donde haya edificios alrededor y que estén asfaltadas, y por el contrario en zonas abiertas de campo, o carreteras que no se encuentren asfaltadas habrá más cantidad de polvo.

Se puede hablar de pérdidas por suciedad y polvo del 0% en días de lluvia y por el contrario del 8% en aquellos días donde los paneles se encuentren más sucios.

En definitiva, se considerarán unas pérdidas por polvo y suciedad de **1,2%**, según el PCT del IDAE, llevando a cabo unas labores de mantenimiento y limpieza con frecuencia de los paneles solares fotovoltaicos.

6.9.5. Pérdidas por la temperatura.

Al estar los módulos fotovoltaicos en constante variación de temperatura, este hecho puede repercutir en su rendimiento y por lo tanto en la potencia generada. Cuando la temperatura es elevada, la intensidad tiene a equilibrarse, lo contrario pasa con la tensión que a temperaturas altas ésta tiende a disminuir y cuando la temperatura disminuye la tensión aumenta.

Los módulos fotovoltaicos se ajustan a una temperatura estándar de 25°C impuesta mundialmente al aplicarse las características estándar de medida STC. En este apartado se aplicará los pasos que nos marcan el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red 2011 de la IDAE.

La temperatura de operación nominal (TONC) es de 47°C cuando los módulos están expuestos a las condiciones estándar STC que se definen por 1000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y 25°C de temperatura.

Los datos de temperaturas medias que tienen que soportar los módulos según el lugar, están sacadas de la Agencia Estatal de Meteorología, que son las temperaturas medias de cada mes de la provincia de Ciudad Real. Para el cálculo de las pérdidas por temperatura se necesitará los coeficientes de la tabla 13.

Coeficientes relacionados con la temperatura	
NOCT**	47+/-2°C
Coeficiente de temperatura Pmax (γ)	-0,43% / °C

Tabla 13. Coeficientes relacionados con la temperatura. Fuente: calculationsolar.com

Las ecuaciones siguientes servirán para calcular las pérdidas que se están tratando:

$$T_c = T_a (\text{mes}) + (T_{\text{noct}} - T_{\text{stc}}) * \frac{1000}{800} \quad (28)$$

$$\Delta T = T_c - T_{\text{stc}} \quad (29)$$

$$P_{\text{tem}} (\%) = \Delta T * \gamma \quad (30)$$

siendo:

$T_{\text{STC}} = 25^\circ\text{C}$

T_a =temperatura media mensual

T_c = temperatura de la célula

En la tabla 14 se reflejan las pérdidas por temperatura de media, a lo largo del año, que son de un **7,3673 %**.

Mes	Tamb (°C)	Tc (°C)	ΔT (°C)	Ptem (%)
Enero	5,5	33	8	3,44
Febrero	7,4	34,9	9,9	4,257
Marzo	10,4	37,9	12,9	5,547
Abril	13	40,5	15,5	6,665
Mayo	15,9	43,4	18,4	7,912
Junio	21,3	48,8	23,8	10,234
Julio	25,6	53,1	28,1	12,083
Agosto	24,7	52,2	27,2	11,696
Septiembre	21	48,5	23,5	10,105
Octubre	14,9	42,4	17,4	7,482
Noviembre	9,6	37,1	12,1	5,203
Diciembre	6,3	33,8	8,8	3,784
Media	14,63	42,13	17,13	7,3673

Tabla 14. Pérdidas por temperatura. (Elaboración propia)

6.9.6. Cálculo de pérdidas en el cableado.

Estas pérdidas son muy pequeñas si se comparan con las demás, se pondrá un pequeño porcentaje de pérdidas en el cableado según los valores recomendables. Por lo que en la parte de corriente continua (CC) será **0,7%** y por la parte de corriente alterna (CA) **0,2%**.

6.9.7. Cálculo de pérdidas espectrales y angulares.

En este apartado se diferenciarán entre dos fenómenos distintos:

-Reflectancia angular: es la radiación que se proyecta en la superficie de los módulos con un ángulo distinto de 0°C. Cuanto mayor es el ángulo de incidencia, mayores son las pérdidas.

-Reflectancia espectral: la corriente que se produce en los distintos paneles fotovoltaicos es diferente para cada longitud de onda, por esta razón no siempre se puede llegar a obtener las mismas intensidades de corriente.

Se estiman las pérdidas de estas instalaciones con módulos fijos en un 2,5-3%. En nuestro caso consideraremos un **2,5%** según el PCT del IDAE de pérdidas angulares y espectrales.

6.9.8. Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia del inversor.

El inversor se encuentra conectado al generador y posee un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MMPT). Durante su funcionamiento se producen interferencias en la potencia producida por lo que da lugar a variaciones en la curva voltaje-intensidad. Esta tecnología no queda libre de pérdidas por lo que habrá unas pérdidas mínimas de aproximadamente el **1%**.

6.9.9. Pérdidas por rendimiento de conversión CC/CA del inversor.

El inversor tiene un rendimiento del 99,1% tendrá unas pérdidas que rondarían un **4%**.

6.9.10. Resumen de las pérdidas en el generador y cálculo del PR

A continuación en la tabla 15 se exponen el conjunto de pérdidas calculadas en los apartados anteriores.

Pérdidas fijas	Valor (%)
Orientación e inclinación	0,5780
Ensuciamiento	1,2
Espectrales y angulares	2,5
Conexionado	2
Temperatura	7,3673
Óhmicas	0,9
Inversor	5

Tabla 15. Pérdidas en el generador. (Elaboración propia).

El PR se define como el rendimiento o la eficiencia que presenta la instalación en condiciones de trabajo. Este factor reúne casi todas las características calculadas anteriormente. En la tabla 16 se muestra el resultado final del PR mensual.

Mes	Pérdidas fijas totales (%)	Pérdidas por temperatura (%)	PR
Enero	12,178	3,44	0,78467
Febrero	12,178	4,257	0,77736
Marzo	12,178	5,547	0,76532
Abril	12,178	6,665	0,7593
Mayo	12,178	7,912	0,74339
Junio	12,178	10,234	0,71974
Julio	12,178	12,083	0,70297
Agosto	12,178	11,696	0,70598
Septiembre	12,178	10,105	0,72361
Octubre	12,178	7,482	0,74468
Noviembre	12,178	5,203	0,76876
Diciembre	12,178	3,784	0,7808
Promedio	19,4853		0,74804833

Tabla 16. Performance Ratio mensual. (Elaboración propia)

6.9.11. Cálculo de la energía mensual y anual de la instalación

En la siguiente ecuación se calculará la producción anual neta esperada:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{cem}} \quad (31)$$

siendo:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ =valor medio mensual de la irradiación diaria

P_{mp} =potencia pico del generador

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

En la tabla 17 se explica con detalle el procedimiento para obtener la energía neta y la energía bruta de la instalación de la siguiente forma:

-Se calcula mediante el programa PVGIS (figura 33), la irradiación mensual de cada mes en $\text{Kwh/m}^2\text{mes}$ (segunda columna).

-Para calcular las horas de sol pico (HSP), expresada en $\text{Kwh/m}^2\text{dia}$, (quinta columna), hay que dividir la irradiación mensual entre los días que tiene el mes.

-Para calcular la cuarta columna que son los $\text{Wh/m}^2\text{dia}$, solo basta con multiplicar por 1000 los $\text{Kwh/m}^2\text{dia}$ de la quinta columna.

-Una vez obtenidas todas las partes anteriores se calculará la energía bruta de cada mes, multiplicando la hora solar pico (HSP) por la potencia del inversor, que en nuestro caso es de 51,2Kw y por los días que tienen cada mes, (sexta columna)

-Por último se calculará la energía neta de cada mes haciendo uso de la ecuación (31).

Mes	H(32°) (Kwh/m ² mes)	Dias del mes	H(32°) (Wh/m ² dia)	Horas de sol pico (HSP)	Ep bruta	Ep neta	PR
Enero	101,66	31	3270	3,27	5190,144	4072,55029	0,78467
Febrero	115,91	28	4139	4,139	5933,6704	4612,59802	0,77736
Marzo	166,91	31	5384	5,384	8545,4848	6540,03043	0,76532
Abril	173,59	30	5786	5,786	8887,296	6748,12385	0,7593
Mayo	207,1	31	6680	6,68	10602,496	7881,7895	0,74339
Junio	216,54	30	7218	7,218	11086,848	7979,64798	0,71974
Julio	237,6	31	7664	7,664	12164,301	8551,13853	0,70297
Agosto	229,32	31	7397	7,397	11740,518	8288,57118	0,70598
Septiembre	185,09	30	6169	6,169	9475,584	6856,62734	0,72361
Octubre	155,57	31	5018	5,018	7964,5696	5931,05569	0,74468
Noviembre	114,57	30	3819	3,819	5865,984	4509,53386	0,76876
Diciembre	106,74	31	3443	3,443	5464,7296	4266,86087	0,7808
Anual					102921,625	76238,5275	

Tabla 17 energía neta generada anualmente. (Elaboración propia).

Por último los valores de irradiación mensual se han llevado a cabo mediante datos medios de irradiación solar de cada mes. Pero para obtener un balance exacto habría que hacer una estimación por horas, es decir por franjas horarias (3 períodos) del año 2019 como se muestra en la tabla 18. El hotel tiene contratado con la compañía distribuidora en este caso Endesa, una tarifa de 3.0A de (30, 40,32) Kw respectivamente en cada tramo o franja horaria. El período 1, corresponde con el período punta, el cual está comprendido entre las 11:00h y las 15:00h (verano) y entre las 18:00h y las 22:00h (invierno), corresponde con las horas en donde el precio de la electricidad está más alto. El período 2, corresponde con el periodo valle, el cual está comprendido entre las 08:00h hasta las 11:00h, y desde las 15:00h hasta las 24:00h (verano) y desde las 08:00h a las 18:00h, y desde las 22:00h hasta las 24:00h (invierno), corresponde al periodo en el que el precio de la luz es más económico frente a las horas punta, y por último el periodo 3, corresponde con el período supervalle, el cual está comprendido entre las 00:00h hasta las 08:00h durante todo el año, es la franja horaria más económica de los tres períodos mencionados.

Año 2019	Consumo de energía activa Kwh			Total
	Periodo 1 (30Kw)	Periodo 2 (40Kw)	Periodo3 (32Kw)	
Enero	1215	2589	1154	4958
Febrero	1358	4825	1987	8170
Marzo	1587	2587	1564	5738
Abril	1549	1568	1154	4271
Mayo	1562	2697	1996	6255
Junio	2548	1897	1548	5993
Julio	2568	2897	1154	6619
Agosto	3568	3259	1245	8072
Septiembre	2365	1158	1597	5120
Octubre	1254	2580	2560	6394
Noviembre	1236	2154	1015	4405
Diciembre	2147	1215	1245	4607
Total	22957	29426	18219	70602

Tabla 18. Consumo de energía activa por periodos horarios. (Elaboración propia).

Tras obtener el consumo de energía activa por períodos durante el año 2019, se calcula la energía vertida a red haciendo la diferencia de la energía potencial neta y el consumo total. (Tabla 19)

Mes	Ep neta (Kwh/mes)	Consumo total (Kwh/mes)	Energía excedente a red
Enero	4072,55029	4958	-885,44971
Febrero	4612,59802	8170	-3557,402
Marzo	6540,03043	5738	802,03043
Abril	6748,12385	4271	2477,1239
Mayo	7881,7895	6255	1626,7895
Junio	7979,64798	5993	1986,648
Julio	8551,13853	6619	1932,1385
Agosto	8288,57118	8072	216,57118
Septiembre	6856,62734	5120	1736,6273
Octubre	5931,05569	6394	-462,94431
Noviembre	4509,53386	4405	104,53386
Diciembre	4266,86087	4607	-340,13913
Total anual	76238,5275	70602	5636,5275

Tabla 19. Balance energía neta-consumo. (Elaboración propia)

La producción neta anual aproximada es de 76238,5275 Kwh frente a un consumo anual de 70602 Kwh y un excedente a red de 5636,5275 Kwh. Se podría afirmar que es un dimensionamiento un poco ajustado, pero no es así como consecuencia de los cambios mensuales de consumo que se pueden observar en la figura grafica 37. Se puede observar que entre enero y marzo hay un déficit de producción de energía frente al consumo, pero sin embargo a partir del mes de marzo la energía solar generada es mayor y el consumo menor, exceptuando en el período entre octubre y diciembre donde se puede apreciar un consumo un tanto superior con respecto a la energía generada.

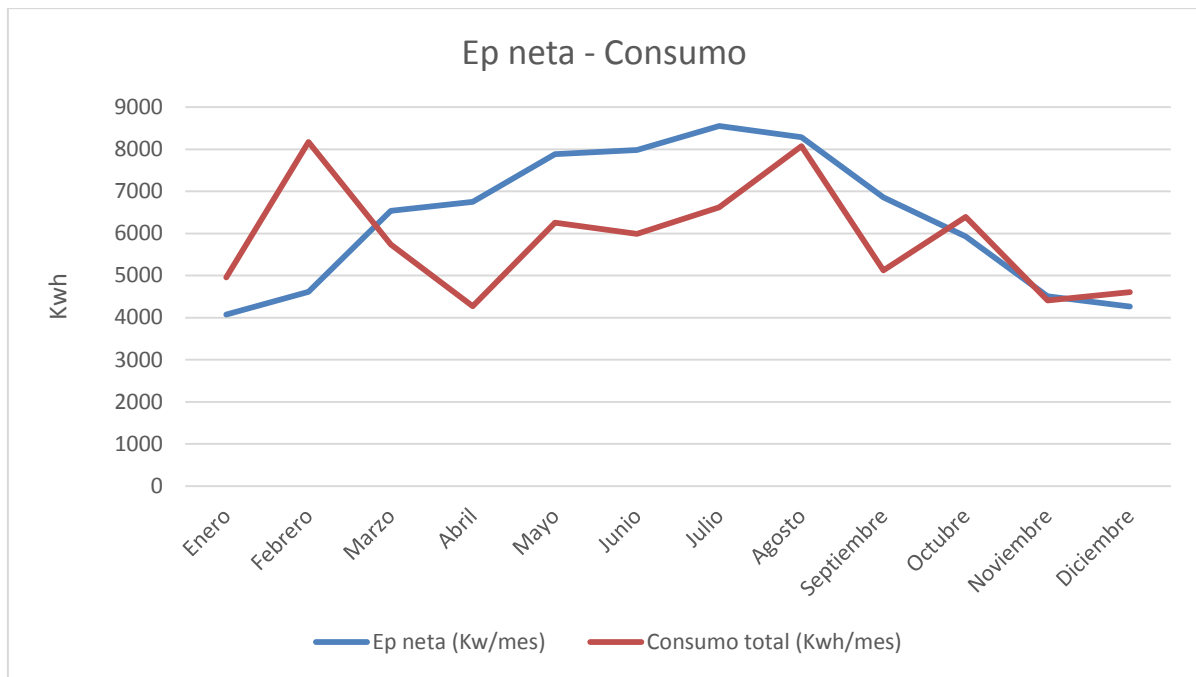


Figura 37. Ep neta- consumo. (Elaboración propia)

6.10. Cálculos eléctricos.

6.10.1. Introducción

El generador fotovoltaico consta de 10 ramales de 16 módulos cada uno. Para el cálculo del cableado se dividirá en tres tramos que irán desde los módulos fotovoltaicos hasta la caja de conexión general (CCG) formada por 10 strings, el siguiente tramo abarcaría desde esta caja de conexiones hasta el inversor y el último tramo sería desde el inversor hasta la red de distribución.

Para el cálculo de las secciones del cableado se utilizará el REBT, UNE 20460-5-523:2004 y el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE.

- El cableado que utilizaremos es de PV-SUN 2.0:
 - Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
 - Designación genérica: ZZ-F
 - Tensión nominal: 0,6/ 1KV

6.10.2. Tramo 1: módulos fotovoltaicos-caja de conexión general

Esta es la parte de la instalación que une los 10 ramales con la CCG de 10 strings, para obtener la sección de cable que habrá que emplear, primeramente se calculará la intensidad y la tensión en el punto de máxima potencia, también hay que tener en cuenta que la caída de tensión que se permite es del 1,5%.

La tensión se calcula sumando las tensiones en el punto de máxima potencia de cada uno de los 16 módulos que tiene cada ramal (U_{PMP}):

$$U_{PMP} * n^{\circ} \text{ de módulos de cada ramal} = 37,1V * 16 = 593,6 V \quad (32)$$

siendo:

U_{PMP} =tensión en el punto de máxima potencia

La intensidad de la línea (I_{PMP}) será, la corriente de cortocircuito que tenga cada strings, es decir, cada strings será recorrido por la misma intensidad.

$$I_{PMP} = 8,63 A$$

La sección se calculará mediante el empleo de los dos criterios siguientes: el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio de caída de tensión.

- Criterio de intensidad máxima admisible: la corriente en régimen permanente será de 8,63A, los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador según se indica en el apartado 5 de la ITC-BT-40 de REBT, es decir hay que multiplicar el valor de la intensidad en régimen permanente por 1,25. El cableado en este tramo se encontrará expuesto permanentemente a la acción solar y se llegarán a alcanzar temperaturas aproximadamente de 50°C, por esta causa hay que aplicar unos coeficientes de corrección. En la tabla 20 sacada del REBT, se especifican, las temperaturas máximas, en servicio permanente y en cortocircuito, para algunos tipos de cables aislados con aislamiento seco. En el tipo de cable empleado se tiene un tipo de aislamiento seco en polietileno reticulado XLPE.

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC)		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Tabla 20. Cables aislados con aislamiento seco; temperatura máxima, en °C, asignada al conductor. Fuente REBT.

En la tabla 21 con la temperatura máxima de servicio permanente de 90°C, se obtendrá un factor de corrección de 0,9 para una temperatura de 50°C

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77	
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58	

Tabla 21. Coeficiente de corrección F para una temperatura distinta de 40°C.

Fuente: REBT.

Por lo tanto la intensidad, aplicándole el dimensionamiento especificado anteriormente y el factor de corrección calculado, será según la siguiente ecuación:

$$I = 1,25 * \frac{I_{sc}}{0,9} = 1,25 * \frac{8,63A}{0,9} = 11.9861A \quad (33)$$

siendo:

I_{sc} = corriente de cortocircuito

En la tabla 22 se puede apreciar las intensidades máximas admisibles, la cual está sacada de la UNE 20460-5-523:2004.

TABLA A.52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 22. Intensidades máximas admisibles. Fuente UNE 20460-5-523:2004

La instalación se realizará en bandeja de rejilla, por lo que el sistema de la instalación será de tipo F, y por ser una instalación monofásica habrá que fijarse en la columna 13. Para una corriente de 11,9861 A, la sección más adecuada es de **1.5 mm²**.

- Criterio de caída de tensión: los conductores tendrán una longitud adecuada para que no sirvan de estorbo o accidentes durante el trasiego del personal según el PCT de la IDAE. La distancia del módulo más alejado al cuadro de conexión es de 56m, por lo tanto se tomará una distancia de 60m, teniendo en cuenta también que la caída de tensión máxima permitida es de 1,5%.

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V_{\max}} = \frac{2 * 60 * 11,9861}{56 * 0,015 * 593,6} = 2,88 \text{ mm}^2 \quad (34)$$

siendo:

L = longitud del conductor

I_{SC} = corriente máxima que circulará por los conductores y es la de cortocircuito

σ = conductividad del cobre que es de $56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2$

$\Delta U_{\max}$ = caída de tensión

La sección normalizada más adecuada es de **4 mm²**

6.10.3. Tramo 2: caja de conexión general (CCG)-inversor.

Para obtener la sección de cable que hay que emplear, primeramente se calculará la intensidad y la tensión en el punto de máxima potencia, también hay que tener en cuenta que la caída de tensión que se permite es del 1,5%.

La tensión se calcula sumando las tensiones en el punto de máxima potencia de cada uno de los módulos ecuación (32).

$$U_{\text{mp}} \times n^{\circ} \text{ de módulos} = 37,1 \times 16 = 593,6 \text{ V}$$

siendo:

U_{mp} : tensión en el punto de máxima potencia

La intensidad (I_{mp}), será la suma de las intensidades en el punto de máxima potencia de todos los strings, es decir, cada string recorrerá la misma intensidad.

$$I_{\text{mp}} = I_{\text{mp}} \times n^{\circ} \text{ ramales} = 9 \times 10 = 90 \text{ A} \quad (35)$$

siendo:

I_{mp} : intensidad en el punto de máxima potencia.

La sección se calculará mediante los dos criterios siguientes: el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio de caída de tensión.

- Criterio de intensidad máxima admisible: la corriente en régimen permanente será de 90A, los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador según se indica en el apartado 5 de la ITC-BT-40 de REBT, es decir hay que multiplicar el valor de la intensidad en régimen permanente por 1,25. El cableado en este tramo como

ocurre en el tramo 1, se encontrará expuesto permanentemente a la acción solar y se llegarán a alcanzar temperaturas aproximadamente de 50°C por esta causa hay que aplicar unos coeficientes de corrección calculados a través de las tablas 20 y 21 del tramo 1 sacadas del REBT. Por lo que haciendo uso de la ecuación (33) obtenemos:

$$I = 1,25 * \frac{I_{\text{mp}}}{0,9} = 1,25 * \frac{90}{0,9} = 125 \text{ A}$$

siendo:

I_{mp} : intensidad en el punto de máxima potencia.

En la tabla 23 se puede apreciar las intensidades máximas admisibles, la cual está sacada de la UNE 20460-5-523:2004.

INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C			XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C			XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	75	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	317	349	396	423	461	516	547	640	674	732

Tabla 23. Intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE20460-5-523:2004

La instalación se realizará en bandeja de rejilla, por lo que el sistema de la instalación será de tipo F, y por ser una instalación monofásica habrá que fijarse en la columna 13. Para una corriente de 125 A, la sección más adecuada es de **25 mm²**.

- Criterio de caída de tensión: a causa de que la CCG y el inversor estarán situados en el mismo lugar con una distancia de apenas 0,8m, no hará falta calcularlo por este método. Para comprobarlo se usará la ecuación (34)

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma * \Delta V_{\max}} = \frac{2 * 0,8 * 125}{56 * 0,015 * 593,6} = 0,4011 \text{ mm}^2$$

Siendo:

L= longitud del conductor

I = intensidad

σ = conductividad del cobre que es de $56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2$

$\Delta U_{\max}$ = caída de tensión

La sección normalizada más adecuada es de: **25 mm²**

6.10.4. Tramo 3: Inversor-CGP

Del inversor sale una línea de corriente trifásica que pasa con el CG hasta el módulo de medida y de ahí llega finalmente hasta la CGP. Debido a que en este tramo las distancias son muy cortas, la caída de tensión es mínima.

La intensidad de salida del inversor es de 121 A, como ya se ha explicado anteriormente, los cables deberán estar dimensionados un 125%:

$$I_{\max} = 1,25 \times I_{\max \text{ inversor (salida)}} = 1,25 \times 121 = 151,25 \text{ A} \quad (36)$$

- Criterio de intensidad máxima admisible: se procederá para realizar el cálculo de la sección por el mismo método que en CC con la singularidad de que no se aplicarán coeficientes de corrección ya que en este tramo los cables se encuentran dentro de los armarios instalados en una zona de sombra, siendo suficiente una temperatura de 40°C. El tipo de instalación es el F lo único que cambia es que ahora habrá que fijarse en la columna 11, al tratarse de una línea trifásica.

Se obtendrá la sección mediante la tabla sacada de la UNE 20460-5-523:2004, tabla de las intensidades máximas admisibles (tabla 22 y 23).

INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-82		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	317	349	396	423	467	516	547	640	674	773

Para una intensidad de 151,25 A, habrá que fijarse en la tabla del tipo F y columna 11 porque se trata de una línea trifásica, la sección obtenida es de **50 mm²**

- Criterio de caída de tensión: Debido a la escasa longitud en este tramo, la sección seleccionada será la calculada anteriormente por el criterio de intensidades máximas admisibles.

La sección del conductor de protección o neutro, según la tabla 24 sacada de la ITC-BT-08, del REBT, refleja que, para una sección de conductor de fase de 50 mm², corresponderá una sección de conductor neutro de 25 mm².

Sección de los conductores de fase (mm ²)	Sección nominal del conductor neutro (mm ²)	
	Redes aéreas	Redes subterráneas
16	16	16
25	25	16
35	35	16
50	50	25
70	50	35
95	50	50
120	70	70
150	70	70
185	95	95
240	120	120
300	150	150
400	185	185

Tabla 24. Sección del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. Fuente: REBT

En la tabla 25 se detallan las secciones de los conductores que forman cada tramo.

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES	
GENERADOR-CCG	4mm ²
CCG-INVERSOR	25mm ²
INVERSOR-CG	50mm ²
CG-CGP	50mm ²

Tabla 25 secciones de los conductores. (Elaboración propia)

6.10.5. Protecciones

El dimensionado de las protecciones se hará también por cada tramo de la instalación por lo que se distinguen entre circuitos de CC y circuitos de CA.

El inversor que se va encargar de transformar la corriente continua en corriente alterna será el Inversor INGECON SUN 160 TL, inversor trifásico de string de 1500V y con máxima densidad de potencia, hasta 160Kw (83,8Kw) del fabricante ingeteam, este inversor lleva incorporadas una serie de protecciones que se detallaron en el apartado 5.3 de inversores, nombrando las protecciones mínimas que debe de tener un inversor.

- Corriente continua: Para conectar cada ramal de módulos fotovoltaicos se dispondrá de una caja de conexión de 10 strings- STC10 100 A (ACCCAC0009). Cuenta con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A, con protección del fusible tanto en la parte positiva como en la negativa del circuito. Se sabe que la intensidad máxima del ramal es la intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico que es de 8,63 A y que la intensidad máxima admisible del cable es de 46 A, la intensidad del fusible de la CG de 16 A se ajusta a la instalación.
- Corriente alterna: En esta parte de la instalación se deberán de instalar las protecciones necesarias como se refleja en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011 que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, las protecciones que se deberán instalar en esta parte son las siguientes: un interruptor general manual , un interruptor automático diferencial y las protecciones que lleva consigo el inversor, por lo que no será necesario la duplicación de las protecciones como bien dice el Real Decreto antes nombrado.

-Interruptor general manual magnetotérmico: se trata de un dispositivo de seguridad que permite la separación de la instalación fotovoltaica de la red de distribución. Tiene la función de proteger los cables y también en el caso de que ocurra algún tipo de problema (cortocircuito, o alguna circunstancia donde se produzca un aumento de corriente), dicho interruptor se encarga de proporcionar la corriente para tal fin, sin necesidad de obligar al inversor a dar más intensidad de la que dispone en la salida .Para el cálculo del interruptor general manual se utilizan las siguientes ecuaciones sacadas de ITC-BT-22:

$$I_b < I_n < I_z \quad (37)$$

$$I_2 < 1,45 * I_z \quad (38)$$

siendo:

I_b : corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas

I_z : corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado.

I_n : corriente asignada el dispositivo de protección.

I_2 : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

Se procederá al cálculo de la intensidad normal de funcionamiento I_b , que será:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_L \times \cos \phi} = \frac{51200}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 73,9 \text{ A} \quad (39)$$

Siendo:

P = potencia pico del generador

U_L = tensión nominal de salida del inversor

$\cos \phi = 1$

El interruptor escogido es un Interruptor Magnetotérmico C120N 4P 100A CURVA D de la marca schneider, siendo la intensidad máxima del inversor de 121 A.

-Interruptor diferencial: La función que tiene este aparato es la de proteger al personal en caso de contactos directos o indirectos o también por descargas eléctricas. El interruptor diferencial escogido es el interruptor diferencial 300ma 4p 125A de la marca HAGER- gama tipo AC

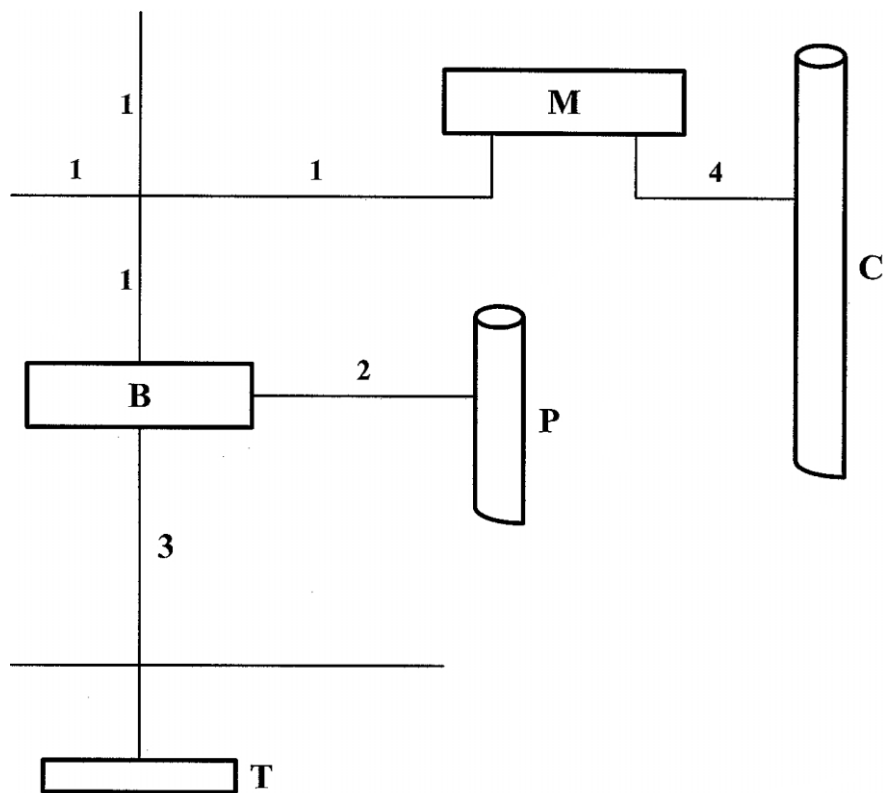
Para finalizar tendremos una caja general de protección que es el punto entre la empresa distribuidora y nuestra instalación, se instalará la caja de protección CGP 10-250 BUC Pinazo.

6.10.6. Puesta a tierra

Es el factor más importante en cuanto a seguridad se refiere. Es importante minimizar el riesgo eléctrico pero sin interrumpir por completo la instalación. El reglamento de puesta a tierra y de sus componentes se encuentra en la ITC-BT-18 del REBT, en el Real Decreto 1699/2011 y en el Real Decreto 842/2002.

Las puestas a tierra se instalan con el objetivo de minimizar la tensión que puedan presentar en un momento concreto las masas metálicas, garantizar el funcionamiento de las protecciones y disminuir el riesgo que pueda tener hacer frente a una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta a tierra es el enlace eléctrico directo, sin fusibles ni protección, de una parte del circuito eléctrico o de una parte que conduce electricidad que no pertenece a este circuito eléctrico mediante una toma de tierra con un electrodo, que es un conductor eléctrico utilizado para hacer contacto con una parte no metálica de un circuito, o grupos de electrodos enterrados en el suelo. En la figura 38 se representan las partes principales de una instalación de puesta a tierra.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 38. Principales partes en las que se compone una instalación de puesta a tierra.

Se conectará a tierra, la estructura metálica de fijación de las placas fotovoltaicas y los marcos metálicos de éstas, y el chasis del inversor mediante un conductor de cobre.

El esquema que emplearemos (figura 39) será el que una de las partes activas del generador esté conectada al mismo electrodo de la puesta a tierra de protección.

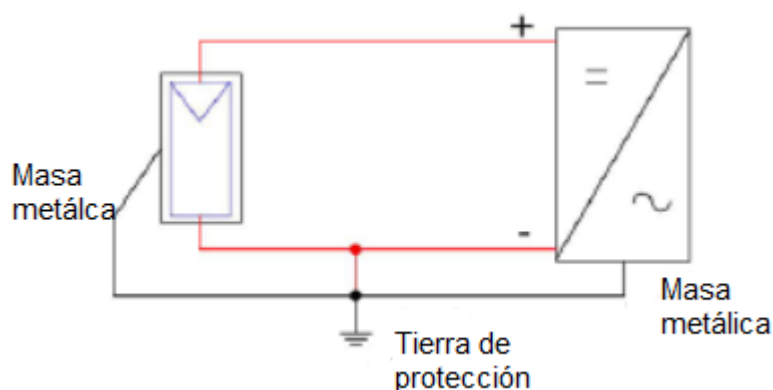


Figura 39. Esquema empleado de la puesta a tierra. (Elaboración propia)

En la tabla 26 tenemos las secciones de protección sacadas de la ITC-BT-19

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S < 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Tabla 26. Secciones conductor protección. Fuente:REBT

SECCIONES CONDUCTOR DE PROTECCIÓN	
GENERADOR-CCG	4mm ²
CCG-INVERSOR	16mm ²
INVERSOR-CG	25mm ²
CG-CGP	25mm ²

Tabla 27. Secciones conductores de protección. (Elaboración propia).

7. ESTUDIO ECONÓMICO

7.1. Beneficio anual de la instalación

Para calcular el beneficio que se tiene anualmente gracias a la instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta los consumos, la generación y los excedentes a red mensuales del hotel en este caso en el año 2019 (tabla 19), sabiendo también que los precios en la facturación por la energía consumida son:

- Importe por el peaje de acceso: 0,04€/kwh
- Importe por coste de la energía: 0,06€/kwh

Siendo el valor medio de 0,101€/kwh

En la tabla 28 se especifican los beneficios mensuales.

Mes	Ep neta (Kwh/mes)	Consumo total (Kwh/mes)	Energía excedente a red (Kwh/mes)	Beneficios (€)
Enero	4072,5503	4958	-885,4497	411,3275
Febrero	4612,598	8170	-3557,402	465,8724
Marzo	6540,0304	5738	802,03043	531,416174
Abril	6748,1239	4271	2477,1239	282,743566
Mayo	7881,7895	6255	1626,7895	534,14763
Junio	7979,648	5993	1986,648	486,09412
Julio	8551,1385	6619	1932,1385	552,59069
Agosto	8288,5712	8072	216,57118	802,277729
Septiembre	6856,6273	5120	1736,6273	412,922362
Octubre	5931,0557	6394	-462,9443	599,036626
Noviembre	4509,5339	4405	104,53386	438,632968
Diciembre	4266,8609	4607	-340,1391	430,952951
Total anual	76238,528	70602	5636,5275	5948,01472

Tabla 28. Beneficios mensuales del hotel con la planta fotovoltaica. (Elaboración propia)

Según el Real Decreto 244/2019, la instalación pertenecería a la modalidad de autoconsumo con excedentes a red y dentro de esta modalidad, es más lógico acogerse a la compensación de excedentes.

7.2 Período de amortización.

Una vez calculados los ingresos anuales, se analizará el período de amortización de la instalación para saber si es rentable o no.

Los datos que se tendrán de partida serán los siguientes:

- Ingresos anuales: 5948,01€/año
- Presupuesto inicial: 67681,23€

Para hacer una estimación se supondrá unos ingresos anuales de 5948,01€ los 25 años que tendrá de vida útil la instalación, estos años de vida se pueden ver aumentados hasta llegar a los 30 años, llevando a cabo un buen mantenimiento de los paneles. Evidentemente este precio es orientativo, todos los años no se tendrá el mismo beneficio ya que éste depende de varios factores como pueden ser: los consumos anuales del hotel, la energía producida cada año y esta a su vez depende de la irradiancia de la zona que no todos los años es la misma, los paneles fotovoltaicos con el paso de los años van perdiendo eficiencia y el precio de la electricidad va cambiando cada día por lo que es difícil hacer una estimación a largo plazo.

A continuación en la figura-gráfico 40 se muestra los ingresos los primeros 25 años de vida.

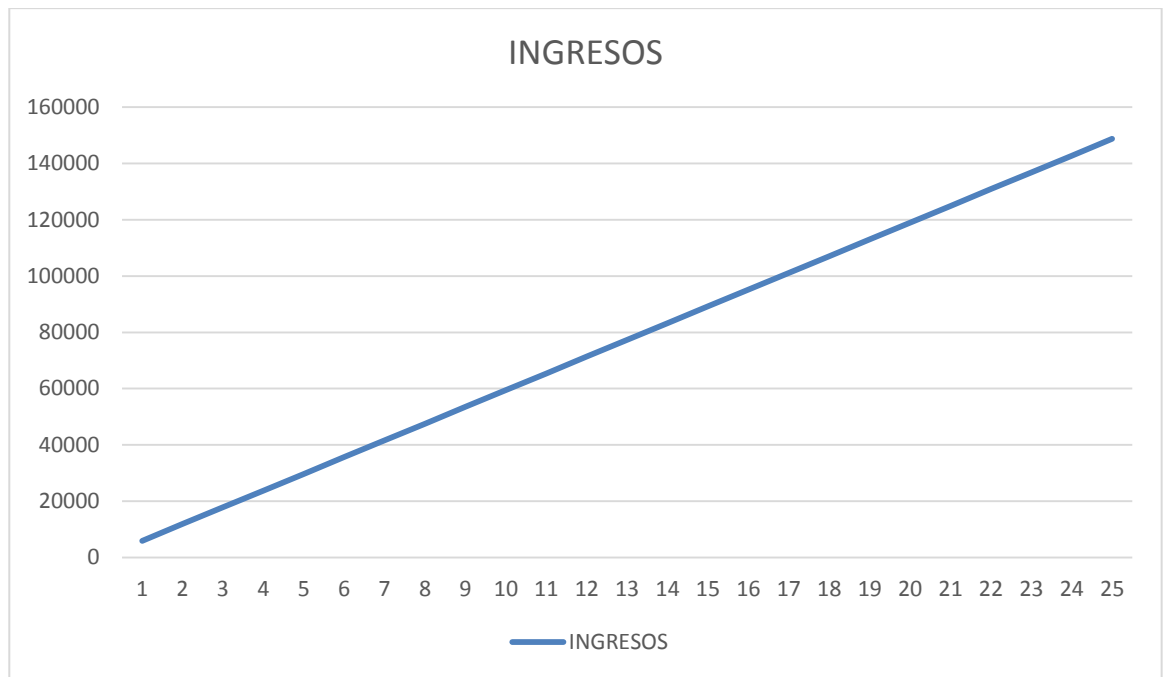


Figura- gráfica 40. Ingresos en los 25 años de vida útil. (Elaboración propia)

La instalación fotovoltaica en los primeros 25 años daría unos ingresos estimados de 148700,25€. En la figura-gráfica 41 se expone la amortización de la instalación fotovoltaica, el punto de partida será el presupuesto fijo que cuesta la instalación es decir, 67681.23€ y a partir de esta cifra, el beneficio anual que produce la instalación, es decir, 5948,01€/año, se irá restando del presupuesto fijo por cada año que pasa, por lo que el resultado es que a los 12 años se amortizaría la instalación, por tanto a partir de dicho año, se empezaría a obtener ingresos o beneficios.

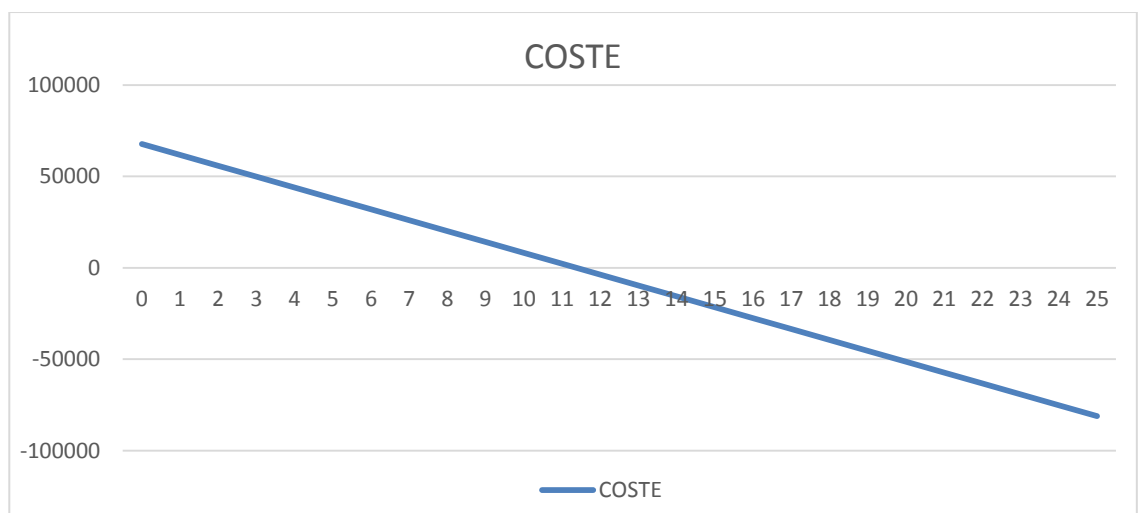


Figura-gráfica 41. Amortización del coste inicial. (Elaboración propia)

En la tabla 29, se expone con más detalle los valores obtenidos en cada año.

Año	Ingreso €/ año	Presupuesto
0	0	67681,23
1	5948,01	61733,22
2	11896,02	55785,21
3	17844,03	49837,2
4	23792,04	43889,19
5	29740,05	37941,18
6	35688,06	31993,17
7	41636,07	26045,16
8	47584,08	20097,15
9	53532,09	14149,14
10	59480,1	8201,13
11	65428,11	2253,12
12	71376,12	-3694,89
13	77324,13	-9642,9
14	83272,14	-15590,91
15	89220,15	-21538,92
16	95168,16	-27486,93
17	101116,17	-33434,94
18	107064,18	-39382,95
19	113012,19	-45330,96
20	118960,2	-51278,97
21	124908,21	-57226,98
22	130856,22	-63174,99
23	136804,23	-69123
24	142752,24	-75071,01
25	148700,25	-81019,02

Tabla 29. Resumen de los costes y beneficios por año de la instalación fotovoltaica. (Elaboración propia).

En la figura-gráfica 42 se expone el análisis coste-beneficio.

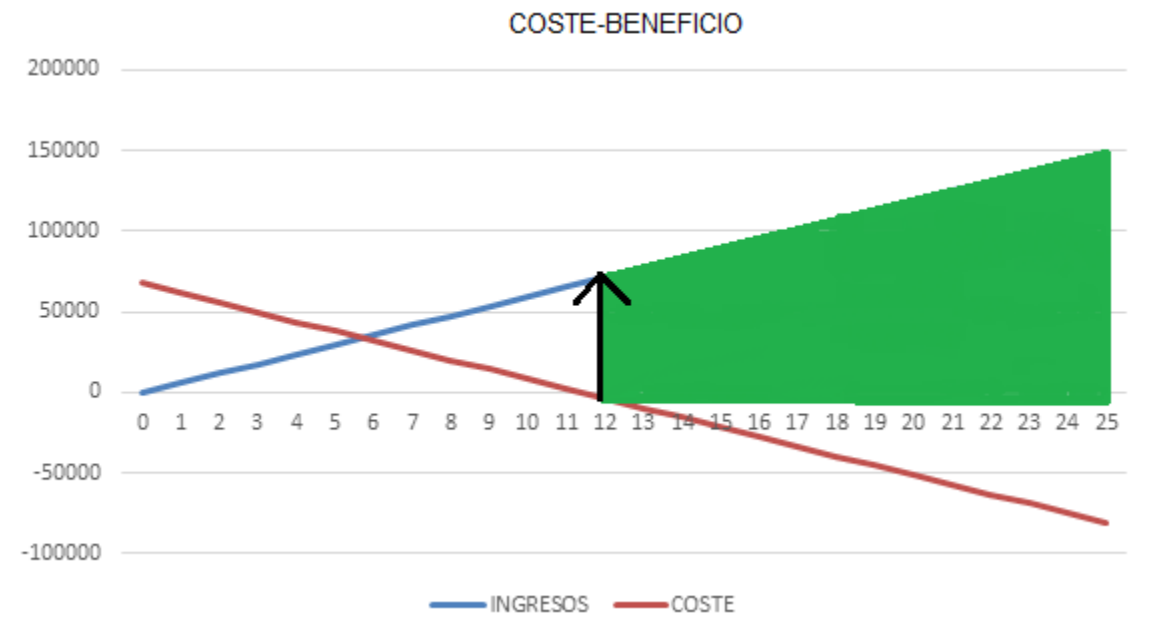


Figura-gráfica 42. Coste-beneficio

8. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

8.1. Finalidad

El estudio básico de seguridad y salud tiene como misión dar a conocer las medidas necesarias de seguridad y salud que debe tener una obra de unas características específicas, se encuentran enmarcadas en el Real Decreto 1627/1997 del 24 de octubre.

En este Real Decreto se incluye la ley 31/1995 del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, esta ley dicta las responsabilidades y garantías para que haya una seguridad en el trabajo de los obreros.

8.2. Campos de aplicación.

Entrará a estar activo dicho estudio a partir de una vez haber obtenidos los permisos de iniciación de la obra.

8.3. Actividades para desarrollar

- Ensamblaje de la estructura soporte fija.
- Montaje de los paneles solares fotovoltaicos en la estructura fija.
- Conexión de los paneles, cableado, caja de protección, inversores, contadores...etc

8.4. Localización de los riesgos

Explicaremos los riesgos según el tipo de trabajo que se vaya a realizar en la instalación:

- Montaje de los paneles fotovoltaicos:
 - Accidentes de obreros a la misma altura, provocados por diferencias de altura, resto de componentes u instrumentos.
 - Accidentes de obreros a altura diferente, en instalaciones donde carecen de elementos de seguridad, vayas, etc
 - Rajas en extremidades.
 - Peligro por estar en proximidad con la electricidad
 - Accidente por caídas de materiales u herramientas...
- Instalación de las cajas de protección e inversores:
 - Sobreesfuerzos. Caídas de personas al mismo nivel.
 - Caídas de personas a distinto nivel.
 - Cortes.
 - Contactos eléctricos tanto directos como indirectos.

- Montaje de la estructura soporte:

- Accidentes por alturas
- Heridas por la acción del calor y heridas por soldaduras
- Accidentes como consecuencia de la electricidad
- Cortes
- Malestar por sobreesfuerzos, rigidez en algunas partes del cuerpo

- Daños a personas externas:

- Problemas durante el desplazamiento de materiales y de entrada a la zona de instalación de los vehículos necesarios.

- Montaje de las cajas de inversores y cajas de protección:

- Accidente del personal al mismo nivel
- Accidente del personal a distinto nivel
- Rajas
- Estar en contacto directo o indirecto con la electricidad.

- Posibles peligros que podemos encontrar:

- Explosiones
- Incendios
- Picaduras, alergias...

8.5. Medidas para prevenir

Toda la indumentaria y elementos de protección aconsejables para su uso en el proceso de la instalación, tendrán un tiempo de uso máximo, a partir del cual se prescindirán de ellas.

Si por causa alguna de algún suceso anormal en la obra, o accidentes quedan afectados estos componentes deberán ser cambiados por otros.

Las indumentarias de protección no podrán presentar defectos algunos ni holguras, solo las ya previstas de serie por su fabricante.

8.6. Medidas de protección en el aspecto individual

- Toda la indumentaria individual, conocido como EPIS, tendrán consigo el certificado europeo CE.
- Los elementos que no posean dicha distinción tendrán que asegurarse su garantía y calidad.
- Los empleados tendrán la obligación de conocer cómo usar uno por uno los componentes de protección.
- Indumentaria para la cabeza:
 - Casco de seguridad, el cual será de carácter obligatorio para todos los miembros que componen la obra.
 - Elementos de seguridad auditivos.
 - Gafas especiales para proteger los ojos de polvo e impactos
 - Gafas para realizar soldaduras
 - Mascarillas en la cara para proteger del polvo, humos, etc
- Indumentaria de seguridad para el cuerpo:
 - Prendas impermeables.
 - Chaleco reflectante.
 - Mandil para soldar.

8.7. Medidas de prevención en el aspecto colectivo.

- Señalización: los puntos importantes de protección que se encuentran relacionados con dicho apartado deberán cumplir las normas del Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, con el fin de:
 - Avisar a los empleados de cualquier peligro, prohibiciones u obligaciones.
 - Avisar a los empleados de cualquier situación de emergencia que incluya evacuación, etc.
 - Ayudar a los empleados a conocer el equipamiento de atención primaria, vías de evacuación, etc.
 - Avisar y enseñar a los empleados de tareas que conlleven riesgo de accidentes.

- Montaje eléctrico:
 - Usar identificadores de diferentes colores para el conjunto de cables de cc: para el polo (-) utilizaremos el azul o el negro y para el polo (+) el rojo o marrón.
 - Se deberá revisar la polaridad de un aparato con antelación a la interconexión.
 - Usar herramientas que tengan la característica de aislarse eléctricamente.

- Transporte y cargas:
 - Para evitar daños o molestias se levantarán las cargas con los brazos equilibradamente, flexionando las rodillas para no forzar la columna.
 - No realizar giros de forma violenta cuando se está transportando alguna carga.

8.8. Asistencia primaria.

- Botiquín que deberá de estar provisto:
 - Desinfectante, algodón, venda, esparadrapo, tijeras, etc.

- Ayuda a los afectados:

-Los empleados tienen que saber dónde se encuentra el centro médico más cercano en caso de emergencia.

- Procedimiento que se debe realizar en caso de accidente:

-Aplicar solamente los primeros auxilios.

-Tener a mano los teléfonos de emergencias más importantes como por ejemplo: bomberos, policía, ambulancia, etc.

- Pasos a seguir al producirse un accidente:

-Actuar con templanza y rápidamente.

-En la situación en la que haya más de un herido, se atenderá al que este más gravemente herido.

-No desplazar al auxiliado del lugar del accidente.

-Visualizar a grandes rasgos, las heridas que pueda tener o el sangrado que pueda presentar.

-No ingerir ningún tipo de bebidas al herido.

9. ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL.

En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica. Esta energía está exenta de contaminación, ruidos, etc y es garantía para el consumo propio en viviendas aisladas como en ciudades. Esta fuente de energía es muy beneficiosa para el ambiente, ya que no es necesario ningún tipo de combustión en su proceso de generación y por lo tanto no emite CO₂ a la atmósfera.

La energía fotovoltaica posee también una "huella ecológica". Se calcula que cada kwh ha producido alrededor de 15-70 gramos de CO₂ aproximadamente en su proceso de fabricación

III. PLANOS

10. PLANOS.

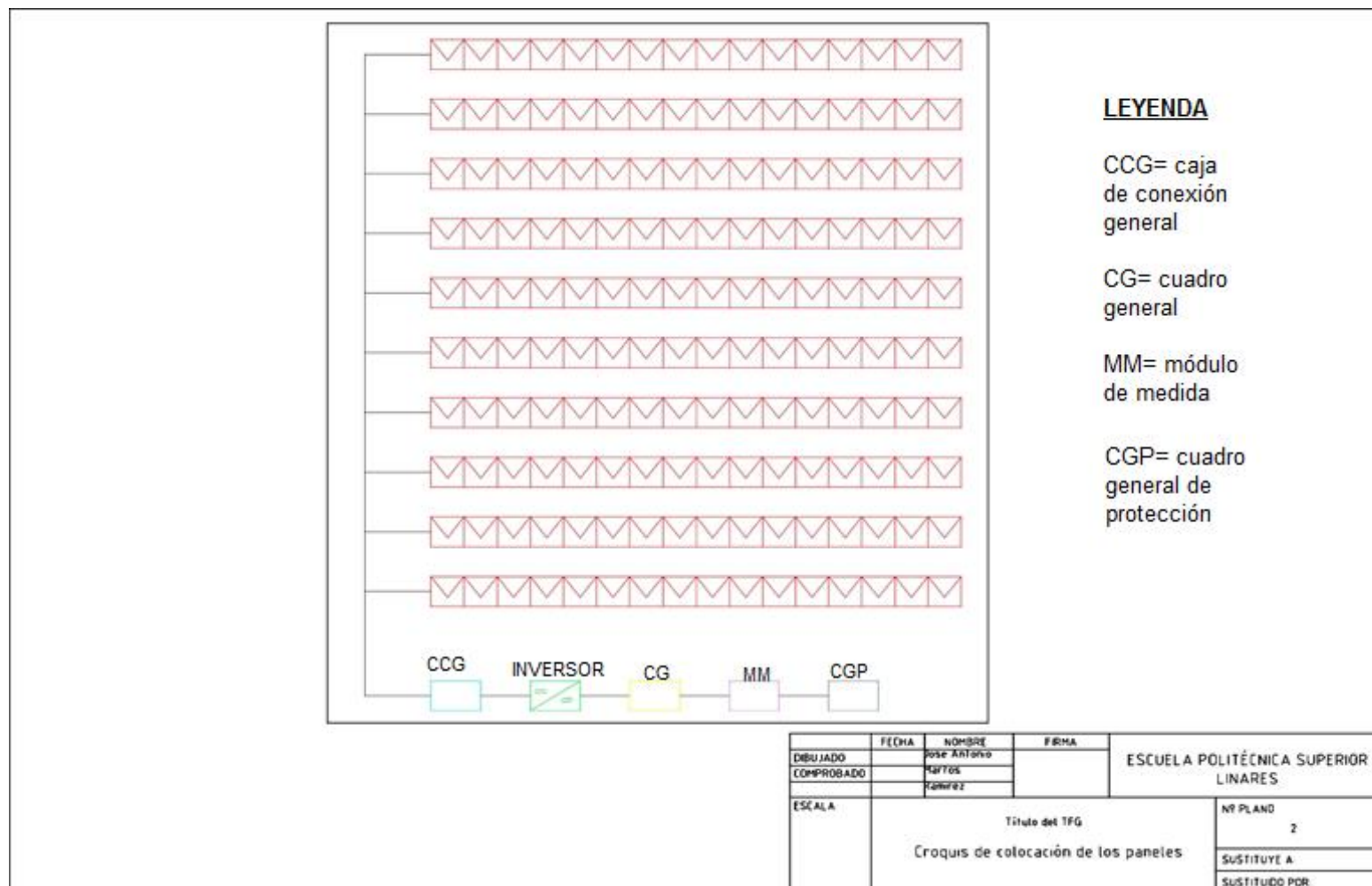
10.1 Plano de localización



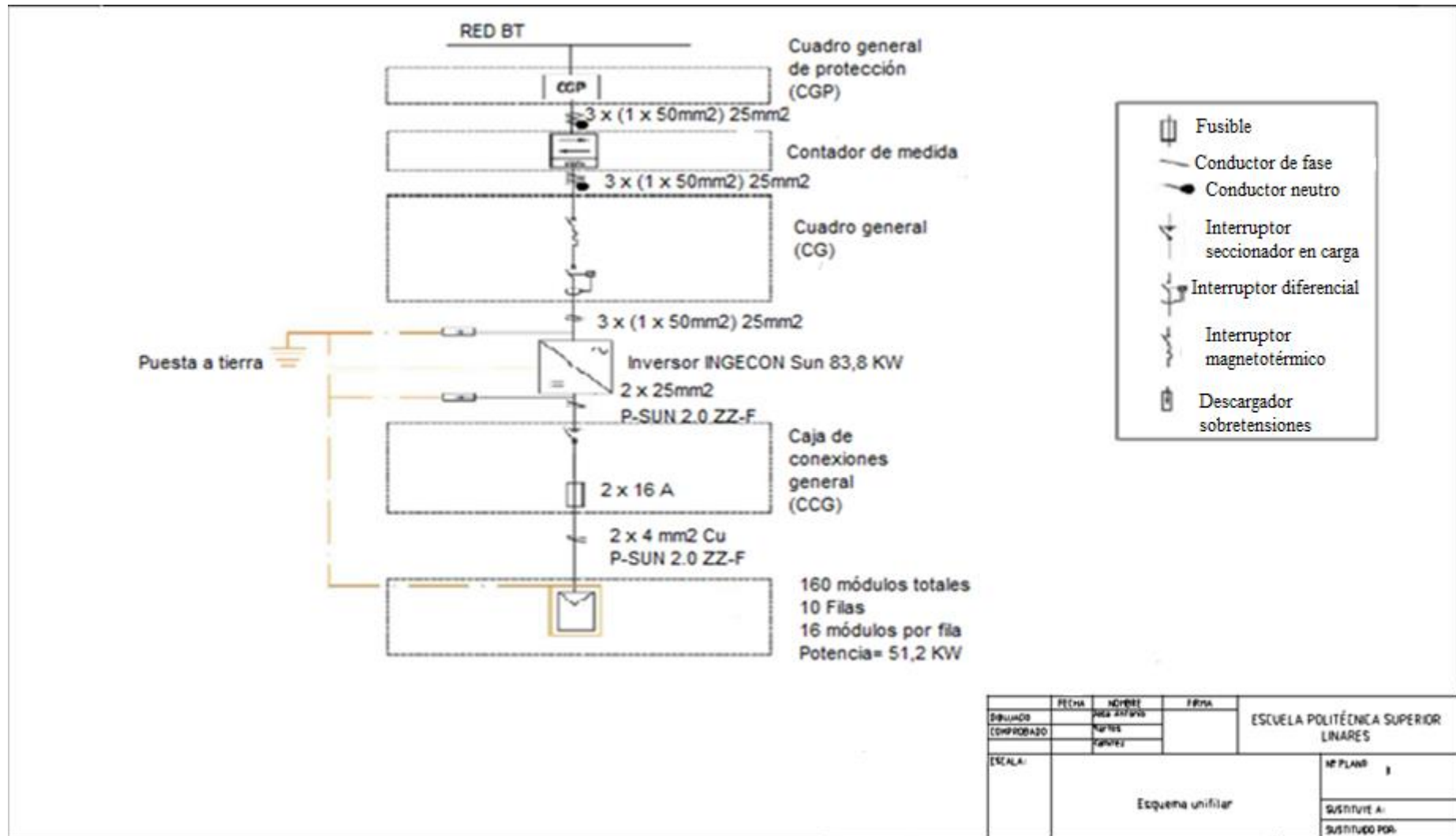
COORDENADAS:
LATITUD: 38°24'41,4''
LONGITUD: 3°29'50,7''

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO		Jose Antonio			
COMPROBADO		Hartos			
		Ramirez			
ESCALA	PLANO DE LOCALIZACIÓN				Nº PLANO 1
					SUSTITUYE A
					SUSTITUIDO POR

10.2. Croquis de colocación de los paneles solares fotovoltaicos



10.3. Esquema unifilar.



IV. PLIEGO DE CONDICIONES

11. PLIEGO DE CONDICIONES

11.1. Finalidad

Con el PCT de la IDAE se pretende imponer unas series de condiciones técnicas que deben tener las instalaciones fotovoltaicas que están conectadas a la red.

11.2. Diseño

11.2.1. Diseño del generador fotovoltaico

El conjunto de paneles solares fotovoltaicos que forman la instalación deberán ser del mismo modelo de fabricante, en la circunstancia de que fuesen modelos diferentes unos con otros deberán de garantizar en su totalidad la compatibilidad entre ellos.

En el caso que se utilicen módulos no homologados, se deberá de presentar una documentación específica sobre las pruebas y ensayos a los que hayan sido sometidos.

En el caso de la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, así como las sombras que se pueden encontrar en los paneles, serán unos valores que no superen los porcentajes que aparecen en la tabla 30. Se pueden distinguir tres casos concretos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, y en todos ellos han de cumplirse tres reglas: pérdidas por sombreado, pérdidas por orientación e inclinación y pérdidas totales.

	Orientación e inclinación	Sombras	Suma de ambas
General	10%	10%	20%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 30. Porcentajes máximos de pérdidas por orientación, inclinación y sombras.
Fuente: IDAE

11.2.2. Diseño del sistema de monitorización

- Este sistema adoptará una serie de medidas mínimamente de las siguientes variables:

- Corriente y voltaje en cc para la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar interceptada por los paneles solares.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Para estructuras solares superiores a 5 kwp, se indicará la potencia reactiva de salida del inversor.

11.3. Componentes y materiales.

11.3.1. Generalidades.

Principalmente se debe asegurar mínimamente, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que componen generalmente: módulos, inversores y materiales con la excepción del conjunto de cables en corriente continua que deberá ser de doble aislamiento de clase II con un grado de protección como mínimo de IP65.

El funcionamiento de la instalación, no provocará en la red averías, ni alteraciones en las condiciones de seguridad. En efecto el funcionamiento de las instalaciones no dará situaciones que pongan en riesgo tanto como el trabajo que se esté realizando ni a los trabajadores de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales que se encuentran en la intemperie serán resguardados contra los agentes naturales, la humedad y la radiación solar. Se incluirán todas las medidas y elementos de protección y de seguridad de los operarios y de la instalación. Se establecerá por escrito todas las fichas técnicas dadas por los fabricantes de todos los componentes que forman la instalación.

11.3.2. Sistemas generadores fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos tendrán que llevar el enmarcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, además deberán de cumplir una serie de normativa.

Los módulos que no hayan podido ser ensayados bajo la supervisión de la normativa competente, tendrán que verificar el cumplimiento del reglamento mínimo establecido en dichas normas por otra manera diferente y antes de su inscripción definitiva en el registro .

Es importante dar una explicación de la no realización de los ensayos y verificar el cumplimiento de dichos requisitos, comunicándolo por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas.

- Los módulos fotovoltaicos atenderán a las siguientes características técnicas:
 - Los paneles deberán de llevar consigo los diodos de derivación para que no se produzcan averías en las células.
 - Los marcos de los módulos, serán fabricados de acero inoxidable o de aluminio.
 - Para que un módulo sea aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito deberán estar en el rango $\pm 3\%$ de los valores nominales del catálogo.
 - Será denegado los módulos que presenten algún tipo de defecto de fabricación de sus elementos al igual que la falta de alineación de sus células en el encapsulante.

Es aconsejable que los componentes de los módulos como son las células deben de tener un alto rendimiento. Por seguridad y para hacer el trabajo y las labores de limpieza y mantenimiento más fáciles se instalarán componentes para la desconexión de las ramas del generador.

Los paneles tendrán una garantía de 10 años y con un rendimiento de 25 años aproximadamente.

11.3.3. Estructura soporte.

Estos componentes deberán regirse con lo que se explica en este apartado. Se cumplirá lo que dicta el CTE respecto a la seguridad.

La estructura soporte de los módulos tiene que soportar el peso de los módulos fotovoltaicos instalados, la fuerza de algunos agentes atmosféricos, conforme a lo expuesto en el CTE.

Los puntos para sujetar los soportes serán los necesarios para que no se produzcan en los paneles desviaciones o flexiones.

La estructura se montará de acuerdo a la orientación e inclinación previamente calculadas, teniendo presente tener un fácil manejo a la hora de montar y desmontar algún elemento si se diera el caso.

Los tornillos usados en el proceso de montaje serán de acero inoxidable, si se diera el caso de tener una estructura galvanizada, los tornillos que se utilizarán podrían ser galvanizados.

- Las estructuras cumplirán con las siguientes normas según la tipología:
 - Perfiles de acero laminado en frío, UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2
 - Tipo galvanizada en caliente, UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684, los espesores cumplirán con lo exigido en la norma UNE-EN ISO 1461.

11.3.4. Inversores

Tendrán las características adecuadas para el conexionado con la red, con una potencia de entrada flexible que se pueda adaptar a cualquier potencia con el objetivo de extraer el máximo rendimiento que el generador fotovoltaico puede producir a lo largo de todo el día.

- Las principales características de los inversores son:
 - Funcionamiento primero: fuente de voltaje.
 - conmutación propia
 - Seguimiento automático del pmp del conjunto de módulos de la instalación
 - No responden en isla o en modo aislado

- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
 - UNE-EN 62093
 - UNE-EN 61683
 - IEC 62116

- Los inversores incorporarán protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en ca.
 - Voltaje de red no estando dentro del rango.
 - Frecuencia de red no estando dentro del rango.
 - Sobretensiones, a través de varistones o parecidos.
 - Anomalías en la red como microcortes, pulsos, etc

- Cada uno de los inversores tendrá al menos los siguientes controles manuales:
 - Control general del inversor.
 - Conexión del inversor a la interfaz corriente alterna (CA)

- Las características eléctricas que poseen los inversores serán las que se detallan a continuación:
 - En condiciones de irradiación superiores al 10%, el inversor debe seguir abasteciendo potencia a la red continuamente, soportando máximos de un 30% durante un tiempo de 10s.
 - La eficiencia del inversor para una potencia de salida en CA igual al 50% y al 100%, de la potencia nominal, será no superior del 92% y del 94% respectivamente.

- El autoconsumo de los equipos o cuando se encuentran en modo nocturno tendrá que no superar el 2% al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada tendrá que ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- Cuando las potencias son mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Las temperaturas de operación de los inversores en condiciones ambientales son entre 0°C y 40°C de temperatura y entre 0°C y 85°C de humedad relativa. Los inversores tendrán una garantía dada por el fabricante de un tiempo mínimo de 3 años.

11.3.5. Cableado

Los polos negativos y positivos de cada módulo estarán por separado y estarán dotados de protecciones de acuerdo a la norma.

El material que forman los cables es el cobre y llevarán la sección idónea para impedir todo tipo de caídas de voltaje y sobrecalentamientos. Para cualquier condición de trabajo la caída de voltaje en los conductores deberá de ser inferior al 1,5%.

El cable contará con la longitud adecuada para que no se produzcan sobreesfuerzos en los distintos elementos ni posibilidad de accidente para el personal.

Todo el cable de CC será de doble aislamiento de acuerdo a la norma UNE 21123.

11.3.6. Conexión a red

Las instalaciones de hasta 100 kw se regularán con lo expuesto en el Real Decreto 1699/2011.

11.3.7. Medidas

Las instalaciones se regularán con lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto

11.3.8. Protecciones

Las instalaciones cumplirán con lo citado en el Real Decreto 1699/2011.

11.3.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.

Las instalaciones se regirán con lo citado en el Real Decreto 1699/2011. Cuando el transformador de aislamiento, no pueda producir el aislamiento galvánico entre la red de distribución y el generador, se deberá de explicar en la memoria los componentes necesarios para que se produzca esta condición.

Tanto la sección en cc como la sección en ca serán conectadas a una sola tierra, independiente del neutro de la empresa.

11.3.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética.

Las instalaciones se regirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011.

11.3.11. Medidas de seguridad.

Las instalaciones tienen un sistema de seguridad para que cuando se produzca la desconexión, en el caso de fallos internos de la red o en otros casos similares, no haya ningún problema y se realice con total normalidad.

Las instalaciones fotovoltaicas deben evitar el funcionamiento en isla por parte de la red de distribución, en caso de desconexión de la red general.

Las instalaciones fotovoltaicas con una potencia superior a 1MW estarán integradas con un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

Las instalaciones fotovoltaicas para evitar que se produzcan daños, estarán dotadas de medios necesarios para que se produzca un reenganche de la red de distribución.

11.4. Recepción y pruebas.

El encargado de la instalación tiene que entregar al usuario un documento explicándole los componentes en los que se divide dicha instalación, las normas de uso y de mantenimiento, etc, este documento será firmado por ambas partes.

Antes de poner en funcionamiento todos los componentes que forman la instalación, éstos deberán de a ver superado una prueba de funcionamiento en fábrica.

- Las pruebas que tiene que comprobar el instalador son las siguientes:
 - Correcto funcionamiento de todos los sistemas y componentes de la instalación
 - Comprobaciones de arranque y parada en diferentes puntos de funcionamiento.
 - Comprobación de los elementos de seguridad, protección y alarma.
 - Determinación de la potencia instalada.

Finalizadas estas pruebas, el siguiente paso a efectuar seria la fase de la Recepción. Seguidamente el acta no se podrá firmar hasta que no se haya llevado a cabo todas las comprobaciones oportunas y el correcto funcionamiento de los componentes durante un mínimo aproximadamente de 240 horas seguidas y además también se hayan cumplido los siguientes puntos:

- Entrega de toda la documentación necesaria en este PCT y como mínimo la recogida de la norma UNE-EN 62466.
- Retirada de la obra del material que ha sobrado en el proceso de su realización.
- Limpieza de las zonas con el correspondiente traslado de los desechos a vertedero.

11.5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

11.5.1. Generalidades.

Se procederá a la realización de un contrato de mantenimiento durante un periodo aproximadamente de tres años, este contrato llevará en su contenido los elementos de la instalación con sus correspondientes labores de mantenimiento aconsejados por los diversos fabricantes.

11.5.2. Programa de mantenimiento.

La finalidad de este programa es dar las condiciones indispensables mínimas para un correcto mantenimiento.

Se considerarán, dos medidas de actuación para garantizar el desarrollo de la instalación, crecer la productividad y alargar la durabilidad de ésta:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El plan de mantenimiento preventivo consiste en tareas de vigilancia visual, comprobación de las actuaciones, etc que llevadas a cabo en la instalación deber permitir mantener las condiciones de mantenimiento, seguridad, protección, etc.

El plan correctivo lleva inmerso las tareas de sustitución para garantizar el buen desarrollo de la instalación, incluyen:

- Visita a la instalación durante unos periodos de tiempo, y también por circunstancias especiales como por ejemplo puede ser una avería.
- Estudio y creación del presupuesto de los trabajos.
- Costes anuales del mantenimiento correctivo, forman el importe anual del contrato de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo de la instalación realizará mínimo una visita para instalaciones de hasta 100kwp y cada seis meses para los restantes, se llevaran a cabo las siguientes actividades:

- Revisión de las protecciones eléctricas.
- Revisión de los paneles.
- Revisión del estado del inversor.
- Revisión del estado en que se encuentran los cables y terminales.

11.6. Garantías.

- **Ámbito general de la garantía:**

- Sin tener que reclamar a personas externas, la instalación será arreglada siguiendo las pautas de este apartado del proyecto, si se han producido algún tipo de avería, fallo o daños en el proceso de instalación y por algunas de las partes que forman el conjunto de la instalación.
- La garantía se concede al comprador de la instalación, se hará constancia en el correspondiente certificado de la garantía.
- El suministrador dará seguridad de garantía a la instalación durante un tiempo aproximado de 3 años para todos los materiales y componentes, y 10 años de garantía para los módulos fotovoltaicos.
- Si se tiene la necesidad por alguna razón como puede ser averías o reparaciones, de interrumpir la explotación, se prolongará durante el tiempo que dure dichas interrupciones.

- **Condiciones económicas:**

- La garantía cubre el arreglo o la reposición de los elementos que hayan sido afectados, así como su correspondiente mano de obra.
- La garantía cubre además también los gastos como el desplazamiento, amortización de vehículos, medios de transporte, etc.
- Si en un rango de tiempo el suministrador no cumple con sus obligaciones, el comprador tendrá el derecho de reclamación.

- Anulación de la garantía:

-Cuando la instalación haya sido arreglada o reparada, la garantía podría anularse

- Lugar y tiempo de la prestación:

-Cuando el propietario de la instalación detecta algún problema se lo hará saber al suministrador, y si el suministrador observa que el defecto está relacionado con procesos de fabricación, se lo hará saber al fabricante.

-El suministrador atenderá cualquier problema en el plazo máximo de una semana y la reparación de dicha incidencia se hará en un periodo como máximo de 10 días.

-Las averías de la instalación se repararán en el mismo lugar donde se encuentra ubicada dicha instalación, en el caso de no poder solucionar el problema, el componente se enviará al taller oficial designado.

-El suministrador realizará las reparaciones en el menor tiempo posible, siempre que sea inferior a 10 días naturales.

V. PRESUPUESTO

12. PRESUPUESTO.

En la tabla 31 se expone el presupuesto del material de la instalación fotovoltaica, cabe resaltar que el IVA y el transporte vienen incluidos ambos en los precios.

La mano de obra de la instalación se calculará sabiendo que el tiempo de ejecución de la obra será de un mes aproximadamente, trabajarán en ella cuatro operarios y el salario para cada uno será de 2200€, por lo que:

$$1 \text{ mes} * 4 \text{ operarios} * 2200\text{€} = 8800\text{€}$$

Artículo	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Módulos solares:SCL 320W policristalino de 72 células	Ud.	160	240,00	38400,00
Estructura fija:Sunfer CVA915XL 1 X 4	Ud.	40	189,79	7591,6
Inversor INGECON SUN 160 TL (83,8Kw)	Ud.	1	6500	6500
Contador CIRWATT-B410D	Ud.	1	559,13	559,13
Caja de conexión general (CCG) 10 strings- STC10 100 ^a	Ud.	1	533,00	533,00
Interruptor magnéticotérmico C120N 4P 100A CURVA D	Ud.	1	276,95	276,95
Interruptor diferencial 300 ma 4P 125A de HAGER-gama tipo-AC	Ud.	1	1059,09	1059,09
Cableado 2 x 4 mm2 CC	m	690	3,79	2615,1
Cableado 2 x 25mm2 CC	m	4	21,96	87,84
Cableado 3 x (1 x 50mm2)+neutro 25mm2	m	10	131,00	131,00
Conductor protección 4mm2	m	690	0,46	317,4
Conductor protección 16 mm2	m	2	1,72	3,44
Conductor protección 25mm2	m	2	2,20	4,4
Bandeja tipo rejilla REJIBAND,dimensiones 35 x 100 mm	Ud.	62	10,94	678,28
Cuadro general de protección (CGP) 10-250 BUC Pinazo	Ud.	1	124,00	124,00
TOTAL				58881,23

Tabla 31. Presupuesto

El presupuesto total de la instalación será:

58881,23€ + 8800€ = **67681,23€**

VI. BIBLIOGRAFÍA.

13. BIBLIOGRAFÍA

- 1 C. Rus - F. J. Muñoz- L. Hontoria -P. J. Pérez- D. L. Talavera-F. Almonacid-J. D. Aguilar-G. Almonacid-P. Rodrigo-M. Torres. Instalaciones fotovoltaicas, 2012.
 - 2 Jaume Serrasolses. TEJADOS FOTOVOLTACIOS: energía solar conectada a la red eléctrica, Sevilla, PROGENSA, 2004.
 - 3 Miguel Pareja Aparicio. Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada, Barcelona, Marcombo, 2016.
 - 4 David Vera Candéas. Tema 3: energía fotovoltaica, 2020
 - 5 www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/
 - 6 www.energiza.org. Revista dedicada a la generación de electricidad por fuentes renovables y por otras fuentes de energía.
 - 7 <https://www.youtube.com/watch?v=xwFIbt8fiy8>. Cambio energético
- www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/
- Agencia Estatal de Meteorología <<http://www.aemet.es/es>