



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar la ocasión para agradecer el apoyo de mis padres, hermano, familia y amigos, que han sido una pieza fundamental para afrontar el master de forma positiva y apasionada.

Tampoco puedo olvidar a mi tutor de trabajo, que ha sido un gran guía durante la realización del mismo.

RESUMEN

En este TFM se lleva a cabo el análisis y diseño de dos instalaciones, una conectada a la red eléctrica y otra aislada de la red, que suministrarán energía a una empresa bajo el esquema de autoconsumo.

Las fuentes renovables a analizar son solar fotovoltaica y eólica, obteniendo la fuente o combinación de fuentes más rentable. Para ello se deben analizar los datos de consumo energético de la empresa y el recurso energético disponible: radiación solar y velocidad del viento. También se deben seleccionar los equipos necesarios para la implementación de la instalación en función de sus características técnicas y costes. La elección de las fuentes renovables a utilizar y de la potencia se realizará mediante el software HOMER, que indicará qué tipo de instalación y la potencia instalada es más rentable utilizar en función de los datos disponibles y las características técnicas y precios de los componentes de cada instalación.

De esta forma también se estudiará la acumulación en baterías en ambas instalaciones, siendo requisito obligatorio en la instalación aislada de la red eléctrica, así como el uso de un generador auxiliar.

También se realizará la configuración de cada instalación, incluyendo la agrupación de paneles y el diseño y dimensionamiento de la instalación eléctrica correspondiente a cada una de las mismas. Esto último incluirá el dimensionamiento de conductores y cables de protección, canalizaciones y utilización de protecciones eléctricas.

En el caso de la instalación conectada a la red eléctrica de distribución general, se realizará una optimización del contrato de suministro eléctrico de la empresa y se implementará el cálculo de la factura eléctrica a pagar teniendo en cuenta la compensación de excedentes simplificada, a la cual se acogerá la empresa en este tipo de instalación.

Como resultado se obtendrán dos instalaciones fotovoltaicas de 2,8 (conectada a red) y 6,4 (aislada) kW pico, con una producción energética de 4,88 y 11,16 MWh/año que corresponden con el 68% y 100% del porcentaje de demanda cubierto respectivamente. Las instalaciones estarán compuestas de 7 y 16 módulos fotovoltaicos.

Finalmente se realizará un análisis de la rentabilidad económica, obteniendo en la instalación conectada a la red un ahorro anual de 1.090,22 € con un periodo de retorno de la inversión inicial de 11,2 años y en la instalación aislada un ahorro anual de 1.466,09 € con un periodo de retorno de la inversión de 19,05 años

Palabras clave: Instalación renovable, instalación fotovoltaica, instalación eléctrica, contrato eléctrico, compensación de excedentes, HOMER.

RESUM

En aquest TFM se realitza l'anàlisi i disseny de dues instal·lacions, una connectada a la xarxa elèctrica i una altra aïllada de la xarxa, que subministraran energia a una empresa sota l'esquema d'autoconsum.

Les fonts renovables a analitzar són solar fotovoltaica i eòlica, obtenint la font o combinació de fonts més rentable. Per a això s'han d'analitzar les dades de consum energètic de l'empresa i el recurs energètic disponible: radiació solar i velocitat de vent. També s'han de seleccionar els equips necessaris per a la implementació de la instal·lació en funció de les seves característiques tècniques i costos. L'elecció de les fonts renovables a utilitzar i de la potència es realitzarà mitjançant el software HOMER, que indicarà quin tipus d'instal·lació i la potència instal·lada és més rentable utilitzar en funció de les dades disponibles i les característiques tècniques i preus dels components de cada instal·lació.

D'aquesta manera també s'estudiarà l'acumulació en bateries en les dues instal·lacions, sent requisit obligatori en la instal·lació aïllada de la xarxa elèctrica, així com l'ús d'un generador auxiliar.

També es realitzarà la configuració de cada instal·lació, incloent l'agrupació de panells i el disseny i dimensionament de la instal·lació elèctrica corresponent a cadascuna de les mateixes. Això últim inclourà el dimensionament de conductors i cables de protecció, canalitzacions i utilització de proteccions elèctriques.

En el cas de la instal·lació connectada a la xarxa elèctrica de distribució general, es realitzarà una optimització del contracte de subministrament elèctric de l'empresa i s'implementarà el càlcul de la factura elèctrica a pagar tenint en compte la compensació d'excedents simplificada, a la qual s'acollirà l'empresa en aquest tipus d'instal·lació.

Com a resultat s'obtindran dues instal·lacions fotovoltaïques de 2,8 (connectada a xarxa) i 6,4 (aïllada) kW pic, amb una producció energètica de 4,88 i 11,16 MWh / any que corresponen amb el 68% i 100% del percentatge de demanda cobert respectivament. Les instal·lacions estaran compostes de 7 i 16 mòduls fotovoltaïcs.

Finalment es realitzarà una anàlisi de la rendibilitat econòmica, obtenint en la instal·lació connectada a la xarxa un estalvi anual de 1.090,22 € amb un període de retorn de la inversió inicial de 11,2 anys i en la instal·lació aïllada un estalvi anual de 1.466,09 € amb un període de retorn de la inversió de 19,05 anys

Paraules clau: Instal·lació renovable, instal·lació fotovoltaïca, instal·lació elèctrica, contracte elèctric, compensació d'excedents, HOMER.

DOCUMENTOS INCLUIDOS EN EL TFM

- I. MEMORIA**
- II. PRESUPUESTO**
- III. PLIEGO DE CONDICIONES**
- IV. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**
- V. ANEXOS**
- VI. PLANOS**

ÍNDICE DE LA MEMORIA

MEMORIA 1

1. INTRODUCCIÓN 1

- 1.1. Contexto 1
- 1.2. Motivaciones 1
- 1.3. Objetivos del proyectista..... 1
- 1.4. Metodología 2
- 1.5. Finalidad del proyecto 2

2. NORMATIVA 3

3. DATOS DE LA EMPRESA 3

- 3.1. Ubicación 3
- 3.2. Descripción y red eléctrica del local 4
- 3.3. Demanda eléctrica..... 5
- 3.4. Contrato eléctrico..... 6

4. RECURSO ENERGÉTICO..... 9

- 4.1. Recurso solar 9
- 4.2. Recurso eólico 9

5. SELECCIÓN DE COMPONENTES 10

- 5.1. Paneles y estructura 10
- 5.2. Aerogenerador 16
- 5.3. Grupo electrógeno 17
- 5.4. Baterías..... 18
- 5.5. Inversor..... 21
- 5.6. Vatímetro 24
- 5.7. Cableado y canalizaciones 25

5.8. Protecciones	26
6. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA	27
6.1. Optimización del contrato eléctrico.....	27
6.2. Análisis en Homer.....	29
6.2.1. Introducción de datos recopilados.....	31
6.2.2. Paneles y estructuras fotovoltaicas.....	34
6.2.3. Aerogenerador	37
6.2.4. Baterías.....	39
6.2.5. Inversores	40
6.2.6. Red eléctrica.....	41
6.2.7. Entradas Económicas.....	43
6.2.8. Simulación de resultados	44
6.3. Compensación de excedentes.....	44
6.4. Potencia instalada	48
6.5. Configuración de los paneles solares	48
6.5.1. Agrupación de paneles fotovoltaicos en strings	49
6.5.2. Disposición de los paneles fotovoltaicos.....	52
6.6. Cálculo del cableado.....	53
6.6.1. Criterio de caída de tensión	54
6.6.2. Criterio térmico	56
6.6.3. Instalación de puesta a tierra.....	58
6.7. Protecciones	59
6.7.1. Protecciones de corriente continua	60
6.7.2. Protecciones de corriente alterna.....	62
6.8. Resultados de la instalación conectada a la red.....	63
7. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN AISLADA DE LA RED ELÉCTRICA.....	66
7.1. Análisis en HOMER	66
7.1.1. Generador auxiliar.....	67
7.1.2. Baterías.....	69
7.1.3. Inversores	70
7.1.4. Simulación de resultados	70
7.2. Configuración de paneles.....	71
7.2.1. Agrupación de paneles fotovoltaicos en strings	71
7.2.2. Disposición de los paneles fotovoltaicos.....	72

7.3. Cálculo del cableado.....	73
7.3.1. Criterio de caída de tensión	73
7.3.2. Criterio térmico	75
7.3.3. Instalación de puesta a tierra.....	76
7.4. Protecciones	77
7.4.1. Protecciones de corriente continua	77
7.4.2. Protecciones de corriente alterna.....	78
7.5. Resultados de la instalación aislada de la red.....	79
8. ANÁLISIS ECONÓMICO	81
9. CONCLUSIONES	86
10. BIBLIOGRAFÍA.....	87

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Plano cenital de la ubicación de la empresa	4
Ilustración 2. Plano perfilado de la ubicación de la empresa.....	4
Ilustración 3. Dimensiones de la nave industrial.....	5
Ilustración 4. Curva de demanda eléctrica horaria del año 2019	6
Ilustración 5. Demanda eléctrica mensual año 2019	6
Ilustración 6. Radiación total y velocidad del viento y temperatura media mensual del año 2015.....	10
Ilustración 7. Panel Jinko Solar JKM400M-72H-V.....	12
Ilustración 8. Panel Trina Solar ESPSC Monocrystalline Solar Module 400M	12
Ilustración 9. Panel JA Solar JAM72S10-400/MR	13
Ilustración 11. Estructura sobre cubierta metálica inclinada KH915	15
Ilustración 12. Aerogenerador ENAIR E30 PRO	16
Ilustración 13. Grupo electrógeno INMESOL AKD-650	18
Ilustración 14. Batería LG Chem Resu 7H.....	20
Ilustración 15. Batería SolaX Triple Power 4,5kWh T45	20
Ilustración 16. Inversor Huawei SUN2000-3KTL-M0	23
Ilustración 17. Inversor SolaX X3-HYBRID-8.0T	23
Ilustración 18. Tarifas y condiciones	28
Ilustración 19. Periodos de tarificación de las tarifas 2.0DHA y 2.1DHA	29
Ilustración 20. Componentes de la instalación analizados	30
Ilustración 21. Esquema de la instalación analizada	30
Ilustración 22. Datos de Demanda Eléctrica en HOMER	31
Ilustración 23. Datos de Recurso Solar en HOMER	32
Ilustración 24. Datos de Recurso Eólico en HOMER.....	33
Ilustración 25. Datos de Temperatura en HOMER	34
Ilustración 26. Costes de Operación y Mantenimiento para instalaciones fotovoltaicas en tejado del IDAE	35
Ilustración 27. Entradas PV en HOMER	37

Ilustración 28. Características técnicas aerogenerador en HOMER.....	38
Ilustración 29. Elementos y costes del aerogenerador en HOMER.....	39
Ilustración 30. Características técnicas y costes de las baterías en HOMER.....	40
Ilustración 31. Características técnicas y costes de los inversores Huawei Sun2000-M0	41
Ilustración 32. Datos red eléctrica HOMER	42
Ilustración 33. Datos económicos HOMER.....	43
Ilustración 33. Simulación de resultados en HOMER de la instalación con conexión a red	44
Ilustración 35. Resultados compensación de la instalación de 2,8 kW conectada a red	47
Ilustración 36. Disposición de los paneles en la cubierta de la nave industrial en la instalación con conexión a la red eléctrica.....	53
Ilustración 37. Caídas de tensión máximas en cada parte de la instalación eléctrica	54
Ilustración 38. Intensidades máximas admisibles según la UNE-HD 60364-5-52: 2014	57
Ilustración 39. Corrección de temperatura en los conductores de la instalación eléctrica.....	58
Ilustración 40. Diseño final instalación conectada a red en HOMER	64
Ilustración 41. Costes de la instalación conectada a red	64
Ilustración 42. Resultados eléctricos de la instalación conectada a red	64
Ilustración 43. Resultados producción energía fotovoltaica en instalación conectada a red.....	65
Ilustración 44. Componentes instalación aislada	67
Ilustración 45. Esquema instalación aislada.....	67
Ilustración 46. Datos del generador en HOMER	68
Ilustración 47. Constraints instalación aislada en HOMER.....	68
Ilustración 48. Datos baterías Triple Power T45 en HOMER.....	69
Ilustración 49. Datos inversores Solax X3 Hybrid en HOMER	70
Ilustración 50. Simulación resultados en HOMER de la instalación aislada de la red.....	71
Ilustración 51. Disposición de los paneles en la cubierta.....	73
Ilustración 52. Diseño final instalación aislada de la red en HOMER.....	79
Ilustración 53. Costes de la instalación aislada de la red	80
Ilustración 54. Resultados eléctricos de la instalación aislada de la red.....	80
Ilustración 55. Resultados producción energía fotovoltaica en instalación aislada de la red	80
Ilustración 56. Payback instalación conectada a la red.....	83
Ilustración 57. Payback instalación aislada de la red	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Precios energía Plan Elige 8 horas	7
Tabla 2. Potencia contratada y precios potencia del Plan Elige 8 horas.....	7
Tabla 3. Términos de Energía y Potencia de las facturas eléctricas de 2019	8
Tabla 4. Tabla comparación de los módulos fotovoltaicos	13
Tabla 5. Precio por unidad de potencia de los módulos fotovoltaicos	14
Tabla 6. Costes de los elementos necesarios en el aerogenerador	17
Tabla 7. Datos y características del aerogenerador	17
Tabla 8. Datos y características del generador auxiliar.....	18
Tabla 9. Tipos de baterías.....	19
Tabla 10. Datos y características de las baterías.....	21

Tabla 11. Tipos de inversores	22
Tabla 12. Inversores utilizados	23
Tabla 13. Datos técnicos y costes de los inversores solares utilizados	24
Tabla 14. Vatímetro utilizado	25
Tabla 15. Cableado de conexiones y canalizaciones de cada tramo de las instalaciones.....	26
Tabla 16. Sección de cables de protección.....	26
Tabla 17. Protecciones y Complementos y sujeciones del proyecto	27
Tabla 18. Cálculo del COE.....	27
Tabla 19. Coste de la energía y la potencia del contrato eléctrico con tarifa 2.0DHA.....	29
Tabla 20. Coste componentes fotovoltaica.....	34
Tabla 21. Capital y O&M de la ventana PV introducidos en HOMER.....	36
Tabla 22. Coste inversores y vatímetro de instalación con conexión a red	41
Tabla 23. Datos contrato eléctrico optimizado incluyendo impuestos.....	42
Tabla 24. Costes del contrato eléctrico con tarifa 2.0DHA	45
Tabla 25. Cálculos compensación de excedentes (1).....	46
Tabla 26. Cálculos compensación de excedentes (2).....	47
Tabla 27. COE de las potencias instaladas seleccionadas	48
Tabla 28. Dimensiones de la cubierta sureste y los paneles fotovoltaicos	52
Tabla 29. Longitudes de las líneas del cableado de la instalación eléctrica con conexión a red	55
Tabla 30. Cálculos del criterio de caída de tensión de la instalación eléctrica con conexión a red.....	56
Tabla 31. Cálculos del criterio térmico de dimensionamiento de los conductores en la instalación con conexión a red.....	58
Tabla 32. Sección normalizada de los conductores de la instalación con conexión a red	58
Tabla 33. Secciones conductores de protección	59
Tabla 34. Enumeración y descripción de los riesgos eléctricos.....	60
Tabla 35. Protecciones de continua de la instalación con conexión a red.....	60
Tabla 36. Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT	61
Tabla 37. Valores de I_f según el calibre del fusible.....	61
Tabla 38. Protecciones de alterna de la instalación con conexión a red	62
Tabla 39. Datos Baterías Triple Power T45	69
Tabla 40. Coste, potencia y rendimiento de la gama de inversores X3-Hybrid de SolaX.....	70
Tabla 41. Datos con corrección de temperatura del panel.....	71
Tabla 42. Datos técnicos del inversor SolaX X3-Hybrid-8.0T.....	71
Tabla 43. Resultados agrupación de paneles de la instalación aislada de la red eléctrica	72
Tabla 44. Longitudes de las líneas del cableado de la instalación eléctrica aislada de la red.....	74
Tabla 45. Cálculos del criterio de caída de tensión de la instalación eléctrica aislada de la red	75
Tabla 46. Resultados criterio térmico de la instalación aislada de la red eléctrica	76
Tabla 47. Sección de conductores dimensionada para cada tramo de la instalación aislada de la red.	76
Tabla 48. Dimensionado de los cables de protección de la instalación aislada de la red.....	77
Tabla 49. Protecciones de continua del tramo de paneles a inversor de la instalación aislada de la red	77
Tabla 50. Protecciones de continua del tramo de baterías a inversor de la instalación aislada de la red	78
Tabla 51. Dimensionamiento de los interruptores magnetotérmicos de la instalación aislada de la red	79

Tabla 52. Datos necesarios para implementar el análisis económico	82
Tabla 53. Flujos de caja entre la instalación conectada a red y la actual de la empresa	83
Tabla 54. Flujos de caja entre la instalación aislada de la red y la actual de la empresa.....	84
Tabla 55. Resultados de los parámetros económicos.....	85
Tabla 56. Tabla resumen final	86

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente documento representa la memoria del Trabajo de Fin de Máster correspondiente a la titulación del Máster Universitario en Ingeniería Industrial impartida por la Universidad Politécnica de Valencia en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, cuyo título es “Diseño de instalaciones de autoconsumo basadas en renovables para una empresa que consume 4,32 MWh/año ubicada en Almazora, Castellón”.

1.1. Contexto

A día de hoy, existe una creciente preocupación debida a la contaminación sobre el planeta provocada por las actividades que realizan los seres humanos. Dicha contaminación provoca serios problemas, como por ejemplo la reducción de la calidad de vida y la propagación del cambio climático, que amenaza con destruir los casquetes polares.

Debido a estos problemas, existe una tendencia por parte de algunos gobiernos y grandes organizaciones (ONU, OMS, UE, etc...) de implementar un tipo de políticas sostenibles cuya finalidad es avanzar y crear prosperidad económica y social sin perjudicar al medio ambiente.

La empresa para la que se realiza el siguiente proyecto ha decidido adherirse a esta tendencia y se ha propuesto el objetivo de que parte de su consumo por actividad provenga de sistemas de energía renovables y limpias de autoconsumo de la propia empresa.

Para llevar a cabo esta iniciativa se ha decidido realizar el estudio de dos instalaciones renovables de autoconsumo, disponiendo de los servicios del estudiante del master universitario en ingeniería industrial encargado de redactar esta memoria.

1.2. Motivaciones

Las motivaciones principales que han impulsado a empresa y proyectista a unirse para constituir este proyecto son la concienciación con el problema ambiental que se vive en los momentos actuales y la creencia en que se puede conseguir la energía necesaria para llevar la actividad empresarial con normalidad mediante fuentes de energía sostenible, limpias y renovables.

1.3. Objetivos del proyectista

Para el correcto desarrollo del proyecto, el proyectista debe de cumplir una serie de objetivos:

- Conocer y saber aplicar los conceptos que se requieren para la implantación de un sistema de autoconsumo.
- Recolectar y procesar los datos que sean convenientes.
- Estudiar el emplazamiento en el que se realiza y explotar sus posibilidades.
- Analizar la viabilidad técnica del proyecto.
- Conocer los métodos de trabajo que se necesitan para implementar el proyecto.
- Conocer los softwares que se utilizan para realizar este tipo de sistemas y elegir uno o varios en función de los que más convengan o mejor sepa manejar el proyectista.
- Conocer la legislación vigente que regula este tipo de instalaciones.
- Estructurar un plan de trabajo organizado.
- Aplicación del proyecto en función de la legislación vigente.

- Aplicación del proyecto a la política y organigrama de la empresa.
- Analizar la viabilidad socio-económica del proyecto.
- Capacidad de investigación de métodos alternativos no impartidos durante la actividad docente del máster en caso de que sea necesario.
- Exposición de resultados de forma coherente y ordenada, siempre respetando la normativa reguladora.

1.4. Metodología

Para realizar este tipo de proyectos es necesaria la estructuración de un modelo de trabajo eficaz y el seguimiento exhaustivo del mismo.

El procedimiento de trabajo seguido, explicado paso a paso pero sin profundizar, es el siguiente:

- I. En primer lugar se debe planificar la estructura del proyecto, que puede ir variando según se vaya avanzando, pero manteniendo la idea principal.
- II. Recolectar todos los datos que se necesiten, ya sea obteniéndolos de páginas web, realizando mediciones o solicitando información a la empresa.
- III. Una vez obtenidos los datos, procesamiento de los mismos para entender la información que se ha proporcionado.
- IV. Estudio para definir los métodos de procedimiento y las instalaciones que se pueden implementar.
- V. Estudio para definir y seleccionar los materiales necesarios que se van a utilizar.
- VI. Desarrollo exhaustivo del diseño de las instalaciones finales propuestas, explicando detalladamente las mismas y representando los resultados obtenidos, ya sean técnicos como económicos.
- VII. Verificación de que las soluciones propuestas son seguras y están protegidas contra posibles percances.
- VIII. Sacar conclusiones en función de los resultados obtenidos.

1.5. Finalidad del proyecto

La finalidad del proyecto es realizar dos instalaciones renovables, una para autoconsumo y otra aislada de la red eléctrica, y que el cliente decida qué opción prefiere en función de sus propios criterios e ideas y por las conclusiones desarrolladas por el proyectista.

Se plantea la utilización de varias fuentes de energía, todas ellas renovables, en uso conjunto o individual en la instalación. Mediante el software de cálculo y análisis HOMER se decidirá qué tipo de fuentes de energía utilizar y qué dimensionamiento de potencia es más recomendable instalar para que las instalaciones sean lo más rentable económicamente posible cumpliendo con los objetivos técnicos que requieren cada una de ellas.

Se tendrá que realizar un proceso de selección de los equipos y componentes necesarios para cada instalación renovable. El proyecto debe estar protegido y ser seguro, por lo que las instalaciones contarán con las protecciones y complementos de seguridad que marca la legislación vigente.

Se estudiará la posibilidad de disponer de recursos y medidas para mejorar la viabilidad económica del proyecto, como puede ser la optimización del contrato eléctrico que tiene la empresa o la posibilidad de acogerse a la compensación de excedentes.

Se representarán y se analizarán los resultados obtenidos en cada instalación individualmente y conjuntamente, y se realizará un análisis de seguridad y salud.

Por último, se realizará un análisis económico de las dos instalaciones y se desarrollarán conclusiones a partir de todos los datos obtenidos y teniendo en cuenta los gustos del cliente.

2. NORMATIVA

Durante la realización del trabajo se han tenido en cuenta la normativa vigente y las normas técnicas mostradas a continuación:

- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) y las instrucciones complementarias (ITC) del mismo.
- RD 244/2019. Real decreto del 5 de abril de 2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- RD 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.
- UNE-HD 60364-5-52:2014. Norma UNE aplicada a las instalaciones eléctricas de baja tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector eléctrico
- RD 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.
- RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

3. DATOS DE LA EMPRESA

El proyecto se va a realizar en una empresa dedicada al sector de la metalurgia, donde también se dedican al arreglo de piezas averiadas.

Al ser el recinto una nave industrial, otro uso que se le da es el de almacén de productos para luego ser distribuidos.

3.1. Ubicación

La empresa se encuentra localizada en la ciudad de Almazora, provincia de Castellón, en un polígono industrial de la ciudad. A continuación se muestran unas ilustraciones primero en plano zenital y después una perfilada.



Ilustración 1. Plano cenital de la ubicación de la empresa



Ilustración 2. Plano perfilado de la ubicación de la empresa

3.2. Descripción y red eléctrica del local

El edificio es una nave industrial con cubierta a dos aguas y colindante con otras naves industriales. A continuación se mostrarán las dimensiones de la nave para poder analizar en un futuro como diseñar la instalación en función del espacio y las distancias que se tengan.

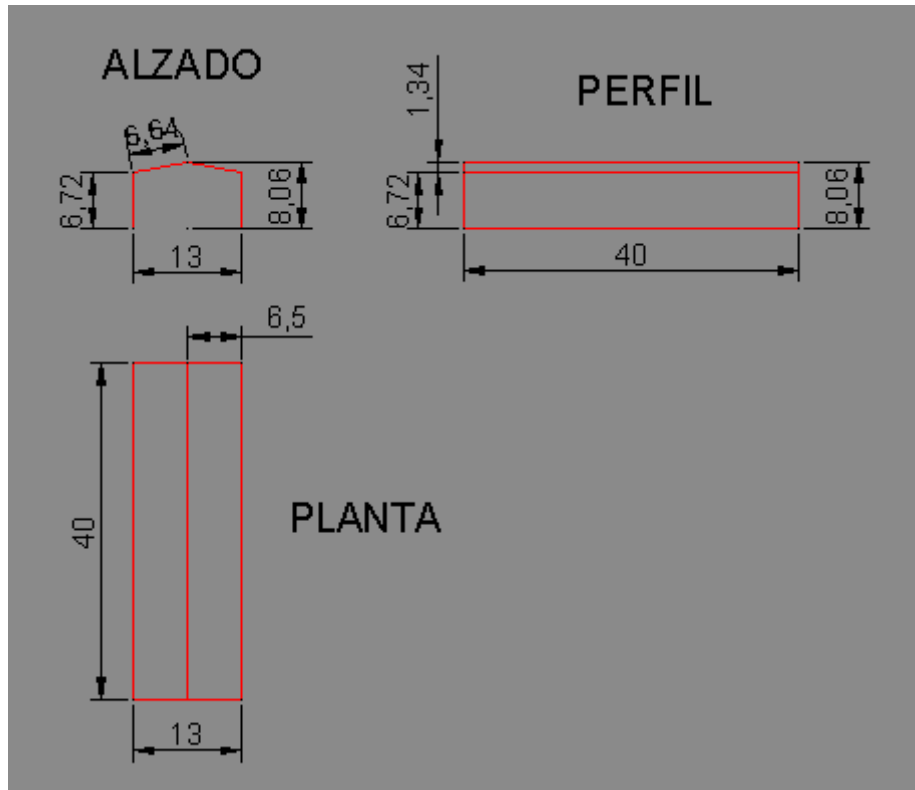


Ilustración 3. Dimensiones de la nave industrial

Con esta imagen se puede obtener la inclinación que va a tener la cubierta del local.

$\alpha \rightarrow$ Inclinación

$$\tan(\alpha) = \frac{\text{Cateto Opuesto}}{\text{Cateto Contiguo}} = \frac{1,34}{6,5}$$

$$\alpha = \arctan\left(\frac{\text{Cateto Opuesto}}{\text{Cateto Contiguo}}\right) = \arctan\left(\frac{1,34}{6,5}\right) = 11,65^\circ$$

También es necesario conocer las orientaciones de las cubiertas del local, teniendo estas orientación suroeste una de ellas y la otra orientación noreste.

En cuanto a la red eléctrica del local, cabe destacar que se trata de una red trifásica que funciona a 400 voltios de tensión. El cuadro eléctrico general se encuentra próximo a la entrada principal de la nave industrial.

3.3. Demanda eléctrica

Para poder dimensionar correctamente el tamaño de la instalación que se quiere plantear en el proyecto se debe conocer al detalle el consumo de electricidad que tiene el local.

Para ello se ha entrado en el apartado de clientes de la página oficial de Iberdrola, y con el usuario y la contraseña que ha proporcionado la empresa al proyectista, se han descargado los datos de consumo eléctrico que se necesitan, que para este caso concreto serán los consumos horarios producidos durante todos los días del año 2019. Se elige el año 2019 ya que el 2020 debido a la pandemia mundial no ha sido un año de trabajo normal y ha afectado en los consumos.

A continuación se mostrará una gráfica con los consumos eléctricos producidos en cada hora del año 2019. Seguidamente se muestran estos mismos consumos pero agrupados mensualmente.

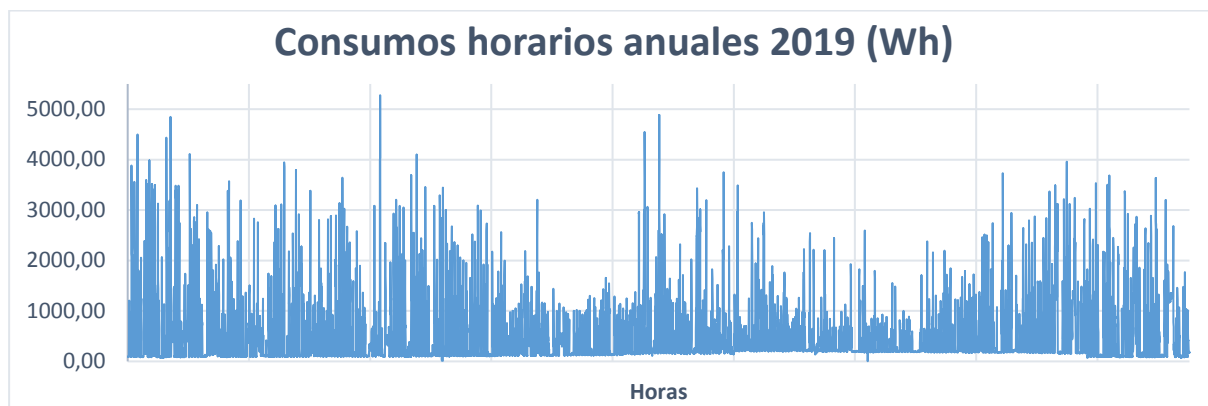


Ilustración 4. Curva de demanda eléctrica horaria del año 2019

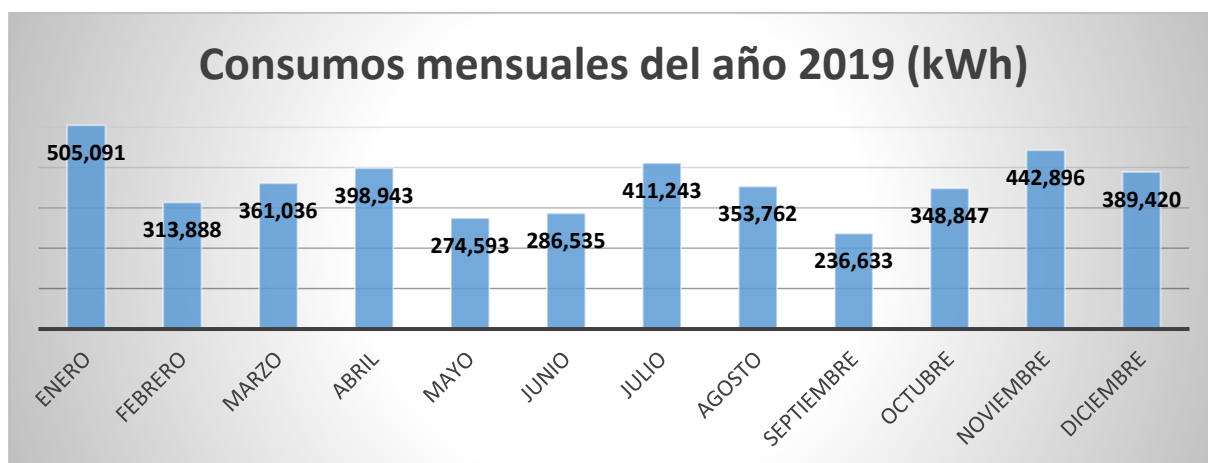


Ilustración 5. Demanda eléctrica mensual año 2019

3.4. Contrato eléctrico

El contrato eléctrico que posee la empresa actualmente es un contrato de Iberdrola llamado Plan Elige 8 horas. La ventaja que proporciona este contrato es que el cliente puede elegir 8 horas cualesquiera al día donde el coste por kWh y el coste por kW son menores. A estas horas se les llaman horas promocionadas, mientras a las otras se les denominan horas no promocionadas. De esta forma, la idea de este plan es identificar las horas del día donde más energía se consume en la empresa y añadirlas como horas promocionadas, consiguiéndose así que el máximo de energía consumida se pague a menor precio.

La distribución de horas que la empresa tiene elegidas es la siguiente:

- Horas promocionadas: de 9:00 a 13:00 y 15:00 a 19:00. En total 8 horas.
- Horas no promocionadas: de 00:00 a 9:00, de 13:00 a 15:00, y de 19:00 a 24:00. En total 16 horas.

Se trata de un contrato de 2 periodos, siendo una tarifa 2.1 DHA. Este tipo de tarifas permiten una potencia contratada de 10 a 15 kW. A continuación se representa el coste de la energía total, así como

desglosado entre el coste de peajes de acceso y el coste de la energía en el mercado, durante todo el año 2019.

		Coste Total (€/kWh)	Peaje de acceso (€/kWh)	Coste de energía (€/kWh)
Del 01/01/2019 al 30/06/2019	Horas promocionadas	0,101554	0,013192	0,088362
	Horas no promocionadas	0,175409	0,074568	0,100841
Del 01/07/2019 al 31/12/2019	Horas promocionadas	0,101491	0,013192	0,088299
	Horas no promocionadas	0,175345	0,074568	0,100777

Tabla 1. Precios energía Plan Elige 8 horas

Los precios de la tarifa de acceso se encuentran en el BOE del 27/12/2017, mientras que el coste total de la energía se puede visualizar en los recibos de la factura eléctrica. Teniendo en cuenta la siguiente ecuación se puede obtener el coste de la energía.

$$\text{Coste Total Energía} = \text{Peaje de acceso} + \text{Coste de energía} \text{ (€/kWh)}$$

Como se puede observar en la tabla el precio de la energía varía en dos momentos del año.

En cuanto al precio de la potencia, este se mantendrá igual durante todo el año y será el mismo tanto para las horas promocionadas como para las no promocionadas. El precio de la potencia y la potencia contratada determinarán el término de potencia de la factura eléctrica.

Coste de la potencia (€/kW*día)	Potencia contratada (kW)
0,14134	13,856

Tabla 2. Potencia contratada y precios potencia del Plan Elige 8 horas

A continuación se van a mostrar los resultados de los términos de energía y potencia para cada periodo de facturación del año sin y con los impuestos de electricidad e IVA aplicados, y se representarán las ecuaciones para calcularlos. Hay que tener en cuenta que i se refiere al periodo de facturación.

Término de Energía (€)

$$= [\sum \text{Consumos}_{\text{Horas Promocionadas}}]_i * \text{CosteTotalEnergía}_{\text{Horas Promocionadas}} + [\sum \text{Consumos}_{\text{Horas no Promocionadas}}]_i * \text{CosteTotalEnergía}_{\text{Horas no Promocionadas}}$$

$$\text{Término de Potencia (€)} = \text{PotenciaContratada} * \text{CostePotencia} * n^{\circ} \text{días}(i)$$

Existen dos impuestos, que se deben aplicar ambos al término de energía y término de potencia de la factura eléctrica. Estos dos impuestos son:

1. Impuesto sobre electricidad: su valor es 5,11269632%.
2. Impuesto sobre el valor añadido (IVA): su valor es 21%.

Los términos de energía y potencia por periodo de facturación son:

Periodos de facturación	Sin Impuestos		Con Impuestos	
	Término de Energía (€)	Término de Potencia (€)	Término de Energía (€)	Término de Potencia (€)
Del 01/01/2019 al 15/01/2019	32,2	29,38	40,95	37,37
Del 16/01/2019 al 15/02/2019	57,44	60,71	73,06	77,21
Del 16/02/2019 al 15/03/2019	46,08	54,84	58,61	69,75
Del 16/03/2019 al 13/04/2019	51,33	56,79	65,28	72,23
Del 14/04/2019 al 12/05/2019	41,01	56,79	52,16	72,23
Del 13/05/2019 al 15/06/2019	40,27	66,59	51,22	84,69
Del 16/06/2019 al 14/07/2019	45,96	56,79	58,45	72,23
Del 15/07/2019 al 13/08/2019	58,81	58,75	74,80	74,72
Del 14/08/2019 al 14/09/2019	41,83	62,67	53,20	79,71
Del 15/09/2019 al 14/10/2019	36,57	58,75	46,51	74,72
Del 15/10/2019 al 10/11/2019	46,99	52,88	59,76	67,26
Del 11/11/2019 al 10/12/2019	62,47	58,75	79,45	74,72
Del 11/12/2019 al 31/12/2019	35,95	41,13	45,72	52,31
TOTAL ANUAL	596,91	714,82	759,19	909,15

Tabla 3. Términos de Energía y Potencia de las facturas eléctricas de 2019

Como se puede observar hay trece periodos de facturación durante el año, y el primero y el último se han reducido, teniendo en cuenta el primero desde el primer día del año 2019 y el último periodo hasta el último día del año.

En el contrato eléctrico también se tendrá en cuenta el alquiler del equipo de medida. En el contrato de la empresa se tiene un contador electrónico trifásico con discriminación y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, cuyo precio es de 0,044712 € al día. Este precio se puede consultar en la factura eléctrica, en la página web de Iberdrola o en el BOE del 03 de agosto de 2013. El cálculo anual del precio del alquiler del contador es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Alquiler equipo de medida} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) &= \text{Precio alquiler} \left(\frac{\text{€}}{\text{día}} \right) * n^{\circ} \text{días al año} * (1 + IVA) \\
 &= 0,044712 * 365 * (1 + 0,21) = 19,75 \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right)
 \end{aligned}$$

Sumando todos los componentes de la factura, se obtiene el precio total de la factura en el año 2019.

FacturaTotal2019

$$\begin{aligned} &= \text{Término de energía} + \text{Término de potencia} + \text{Alquiler equipo de medida} \\ &= 759,19 + 909,15 + 19,75 = 1.688,09 \text{ €} \end{aligned}$$

4. RECURSO ENERGÉTICO

En todo proyecto relativo a la utilización del sol y el aire como fuente de energía, es necesario analizar el recurso energético que ofrecen en el lugar donde se va a realizar el mismo. Este apartado de la memoria se reserva para exponer dónde se han conseguido y analizado estos datos.

4.1. Recurso solar

La herramienta que se ha utilizado para obtener los datos solares de la ubicación donde se implementa el proyecto es la herramienta online PVGIS. Como ya se ha dicho, esta herramienta contiene bases de datos de radiación solar, y proporciona distintas formas para que se vean representadas. Se permite la elección del momento en que se quieren ver los datos, ya sea un año específico, un mes o un día, proporcionando los mismos de forma mensual, diaria u horaria durante el periodo de tiempo que se desee.

Debido a necesidades concretas del proyecto que se explicarán en el apartado de diseño, los datos que se obtienen son los datos de radiación solar total horaria durante todo el año 2015. La elección del año 2015 es porque es el año más cercano a 2020 no bisiesto del que se recogen datos de la base de datos PVGIS-SARAH, que es la base de datos elegida de las 4 que tiene PVGIS.

Debido a especificaciones del proyecto también se descargarán los datos de temperatura horarios del año 2015. Esto será necesario para que HOMER cuente con el efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos. En el documento que se descarga se representa tanto la radiación como la temperatura horaria del año en concreto entre otros datos.

4.2. Recurso eólico

Para la obtención del recurso eólico se ha utilizado también la herramienta PVGIS, y se ha utilizado de la misma manera que para el recurso solar. Los datos eólicos que se tienen en la ubicación del proyecto estarán representados en el archivo de resultados descargado en el apartado anterior "4.1. Recurso solar", por lo que para obtenerlo se utilizarán exactamente los mismos pasos.

Los datos dentro del archivo estarán representados en la columna cuyo nombre es WS10m, que indica la velocidad del viento total a 10 metros sobre el suelo y se expresan en unidades de m/s. Estos vendrán representados como los datos de velocidad del viento horarios que hubo durante todo el año 2015.

A continuación se realizará una representación gráfica de los datos organizados de forma mensual. No se representarán los datos de forma horaria ya que no se pueden distinguir los valores (son 8.760 datos).

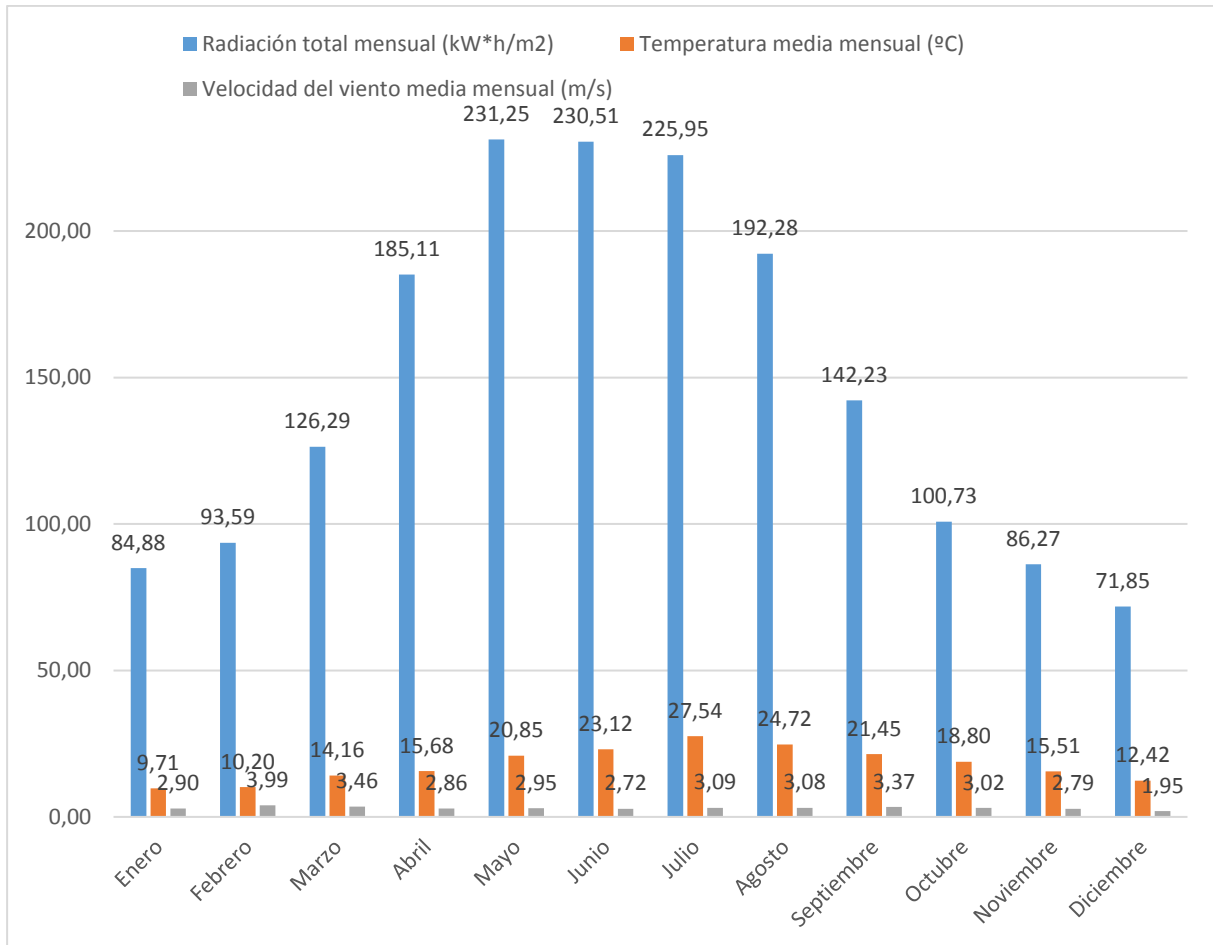


Ilustración 6. Radiación total y velocidad del viento y temperatura media mensual del año 2015

5. SELECCIÓN DE COMPONENTES

En el siguiente apartado se van a exponer los componentes seleccionados para la implementación del proyecto. Para ello se tendrán en cuenta las necesidades del proyecto y una serie de criterios de selección para escoger los componentes más adecuados.

5.1. Paneles y estructura

El primer paso que se va a realizar en la selección de componentes de la instalación solar es la elección de los paneles fotovoltaicos. Muchas de las selecciones de los siguientes componentes vendrán condicionadas por este primer paso, por lo que se considera una de las fases más importantes del proyecto.

El panel o módulo fotovoltaico es un elemento tecnológico formado por un conjunto de células fotovoltaicas capaz de producir corriente eléctrica continua a partir de la radiación solar que incide sobre él mediante el fenómeno del efecto fotoeléctrico.

Para asegurarse de que se está eligiendo el panel más adecuado, se debe hacer una comparativa entre varios tipos de paneles de distintas marcas, y escoger el que más convenga. Al ser también uno de los elementos más caros e importantes, su correcta elección es de vital importancia para la vida útil y viabilidad económica de la instalación. Existen diversos factores o parámetros que ayudan a optimizar la elección del panel fotovoltaico. Se van a describir los utilizados a continuación.

- Potencia: Con este parámetro se quiere hacer alusión a la cantidad de potencia que son capaces de entregar los módulos fotovoltaicos. Teniendo en cuenta varias recomendaciones y estudios sobre el tema, se decide poner un valor de entrega de potencia de los módulos entorno a los 400 Wp.
- Dimensiones: Este parámetro se incluye debido a que el proyecto trata de una instalación fotovoltaica ubicada en una cubierta de una nave industrial, por lo que el espacio para la implantación de los módulos es reducido. Como valores, se ha escogido que las dimensiones de los módulos sean alrededor del 2x1 metros.
- Eficiencia: La eficiencia es un parámetro que se refiere al rendimiento energético del panel fotovoltaico, es decir, el valor porcentual entre la energía eléctrica que se produce y la radiación solar que llega al panel. Este parámetro se considera fundamental para el proyecto, ya que cuanto mayor sea la eficiencia, menor será la cantidad de área del panel fotovoltaico para conseguir llegar a la potencia especificada anteriormente, y de esta forma poder cumplir los requisitos de dimensiones de los módulos y solucionar los problemas de espacio. Para cumplir lo anterior, se decide que la eficiencia energética de los paneles esté entorno al 20%.
- Precio: En cuanto al precio, será uno de los principales factores para conseguir que el proyecto sea rentable económicamente. Para valorarlo, se relacionará el coste por vatio pico (€/Wp), de forma que así se podrá saber el coste por unidad de potencia que ofrece cada panel. El valor de este parámetro para que se cumplan los requisitos deseados debe de ser menor o igual que 35 céntimos de euro por vatio pico (c€/Wp).
- Fabricante y referencias: Los fabricantes de los módulos que se quieren instalar serán referentes en el sector. A su vez, se valorarán las reseñas de técnicos especialistas sobre los paneles y las fichas técnicas, y finalmente se escogerán los más adecuados.
- Garantía: Se tendrá en cuenta la garantía que ofrezca el fabricante y se distinguirán dos tipos. Uno será la garantía del propio producto, es decir, del módulo fotovoltaico. La otra será la garantía de potencia lineal de salida, es decir, el desempeño que ofrece el producto de entrega de potencia durante cierto periodo de tiempo.

Algunos de estos parámetros se utilizarán en la selección muchos de los demás elementos del proyecto, pero no se representarán en el documento.

A continuación se va a realizar un pequeño resumen de las empresas fabricantes que se han seleccionado para escoger uno de sus modelos de módulos fotovoltaicos.

- Jinko Solar

Jinko Solar es un fabricante chino de productos de energía solar. La compañía empezó como fabricante de células solares en 2006. Es uno de los miembros de la 'Silicon module Super League' (SMSL), un grupo de seis grandes proveedores de módulos de silicio en la industria fotovoltaica.

El modelo de módulo fotovoltaico que se ha escogido de este fabricante es el JKM400M-72H-V.



Ilustración 7. Panel Jinko Solar JKM400M-72H-V

- Trina Solar

Trina Solar es una compañía china de energía solar localizada en la provincia de Jiangsu, con filiales en Estados Unidos, Europa y Asia. Fundada en 1997 por Jifan Gao la compañía desarrolla y produce lingotes, obleas, células solares y módulos solares. En los últimos años, Trina Solar estuvo listada repetidamente entre las 100 empresas de la lista de Fortune con un crecimiento más rápido. También es uno de los miembros de la 'Silicon module Super League' (SMSL).

El modelo de módulo fotovoltaico que se ha escogido de este fabricante es el ESPSC Monocrystalline Solar Module 400M.



Ilustración 8. Panel Trina Solar ESPSC Monocrystalline Solar Module 400M

- JA Solar

JA Solar es una compañía de la República Popular de China que comercializa productos de energía solar. Diseña, desarrolla, fabrica y vende células solares y módulos solares. La compañía fue fundada en 2005 y tiene su sede en Ningjin, China. Como las dos anteriores, también es uno de los miembros de la 'Silicon module Super League' (SMSL).

El modelo de módulo fotovoltaico que se ha escogido de este fabricante es el JAM72S10-400/MR.



Ilustración 9. Panel JA Solar JAM72S10-400/MR

El siguiente paso que se realiza para determinar la elección del panel es implementar una tabla comparativa de las características a destacar de los tres paneles seleccionados, y posteriormente compararlos. La tabla de características es la siguiente.

Modelo	JKM400M-72H-V	ESPSC Monocrystalline Solar Module 400M	JAM72S10-400/MR
Fabricante	Jinko Solar	Trina Solar	JA Solar
Potencia (W)	400	400	400
Tipo de célula del panel	Monocrystalino PERC	Monocrystalino PERC	Monocrystalino PERC
Dimensiones (mm)	2.008×1.002×40	1.979×1.002×40	2.015×996×40
Peso (kg)	22,5	22,5	22,7
Tensión máxima potencia V_{mp} (V)	41,7	41,7	41,33
Corriente en Cortocircuito I_{sc} (A)	10,36	10,36	10,33
Eficiencia (%)	19,88	20,17	19,9
Corriente máxima potencia I_{mp} (A)	9,6	9,6	9,68
Tensión en circuito abierto V_{oc} (V)	49,8	49,8	49,58
Voltaje de trabajo (V)	24	24	24
Precio con IVA (€)	158,98	169,12	197,16
Precio sin IVA (€)	131,39	139,77	162,94
Garantía del producto (años)	10	10	12
Garantía de potencia (años)	12 (90%), 25 (80%)	10 (90%), 25 (80%)	13 (90%), 25 (80%)
Temperaturas de operación (°C)	[-40, +85]	[-40, +85]	[-40, +85]
Temperatura nominal NOCT (°C)	45±2	45	45±2
Coef. Temp. Tensión ΔV_{oc} (T)	-0,28 (%/°C)	-0,38038 (%/°K)	-0,272 (%/°C)
Coef. Temp. Intensidad ΔI_{sc} (T)	0,048 (%/°C)	0,02973 (%/°K)	0,044 (%/°C)
Coef. Temp. Potencia ΔP_{mp} (T)	-0,36 (%/°C)	-0,57402 (%/°K)	-0,350 (%/°C)

Tabla 4. Tabla comparación de los módulos fotovoltaicos

Potencia

En cuanto al parámetro de potencia, se puede observar que los tres paneles entregan una potencia de 400 Wp, por lo que los tres cumplen el requisito planteado en el principio del apartado.

Dimensiones

Según el requisito propuesto, las dimensiones de los paneles deben oscilar entorno a los 2x1 metros. Como se puede comprobar en la tabla de características, los tres modelos cumplen lo propuesto, siendo el de menor área el panel de Trina Solar, pero sin diferencias significativas a tener en cuenta entre ninguno.

Eficiencia

En cuanto a la eficiencia, se puso la condición de que se seleccionen paneles entorno al valor del 20%. Los tres modelos cumplen la condición, siendo el de más valor el ESPSC Monocrystalline Solar Module 400M, que llega a superar el 20% de eficiencia.

Precio

Para evaluar el precio, se implementa una tabla con el presupuesto con IVA, sin IVA, la potencia generada y el parámetro precio por unidad de potencia de cada modelo de panel fotovoltaico seleccionado. La fórmula utilizada para calcular el parámetro precio por unidad de potencia es:

$$\text{Precio por unidad de Potencia} \left(\frac{\text{cts€}}{W_p} \right) = \frac{\text{Precio (€)}}{\text{Potencia (}W_p\text{)}} * 100$$

A continuación se muestra la tabla:

Modelo	Precio con IVA (€)	Precio sin IVA (€)	Potencia (W_p)	Precio por unidad de Potencia (cts€/W_p)
JKM400M-72H-V	158,98	131,39	400	33
ESPSC Monocrystalline Solar Module 400M	169,12	139,77	400	35
JAM72S10-400/MR	197,16	162,94	400	41

Tabla 5. Precio por unidad de potencia de los módulos fotovoltaicos

Recordando que el parámetro impuesto que se debe cumplir es que el valor del precio por unidad de potencia debe ser menor o igual que 35, se observa que el modelo JAM72S10-400/MR no cumple con el mismo, mientras que los otros dos sí lo hacen. También se puede apreciar que el mejor valor de precio por unidad de potencia lo otorga el modelo JKM400M-72H-V, así como el precio más económico.

Fabricante

Como ya se ha explicado, se van a seleccionar 3 módulos de referencia de tres fabricantes reconocidos a nivel internacional. Buscando información se puede confirmar que los tres fabricantes que se han elegido (Jinko Solar, Trina Solar y JA Solar) son de las empresas que mayor producción de módulos fotovoltaicos realizan a nivel mundial.

Garantía

El último factor que queda por analizar es la garantía, que como ya se ha dicho, se diferenciará entre dos tipos. Cabe destacar que el modelo que mejor garantía de ambos tipos ofrece es el de JA Solar, pero no se analizará ya que no cumple el parámetro de precio fijado y analizado anteriormente.

- Garantía del producto: Los dos primeros modelos ofrecen la misma garantía del producto, que será de 10 años.
- Garantía de potencia lineal de salida: En cuanto a la garantía de potencia, el modelo de Jinko Solar ofrece 12 años al 90% y 25 al 80%, mientras que el de Trina Solar ofrece 10 años al 90% y 25 al 80%. Con esto se puede decir que el modelo de Jinko Solar ofrece mejor garantía de potencia al 90%, siendo la misma al 80%.

Analizando todas estas cuestiones, finalmente se decide escoger el modelo JKM400M-72H-V de la empresa Jinko Solar.

Los módulos fotovoltaicos deben estar apoyados sobre una estructura fotovoltaica que los sujete y permita realizar su correcto funcionamiento.

Existen distintos tipos de montajes de los paneles fotovoltaicos. Los tipos que más aprovechamiento de la radiación consiguen son los de seguimiento de un eje (eje horizontal o vertical) y los de dos ejes, pero tienen el inconveniente de ser caros, y muchas veces en instalaciones en cubierta en empresas son menos viables económicamente.

Analizando los planos de la nave industrial donde se va a realizar el proyecto, se determina que la mejor ubicación donde colocar los módulos fotovoltaicos es en la cubierta a dos aguas que posee.

Debido a la inclinación y orientación de las caras de la cubierta, la solución más lógica es utilizar un tipo de montaje fijo, es decir, coplanar a las caras de la cubierta.

El montaje seleccionado es la estructura sobre cubierta metálica inclinada que proporciona la página autosolar, que se trata del modelo KH915. Se utilizarán estructuras para la sujeción de tres paneles y de un panel. Esto se debe a las limitaciones de la cubierta, que ya se explicarán posteriormente.

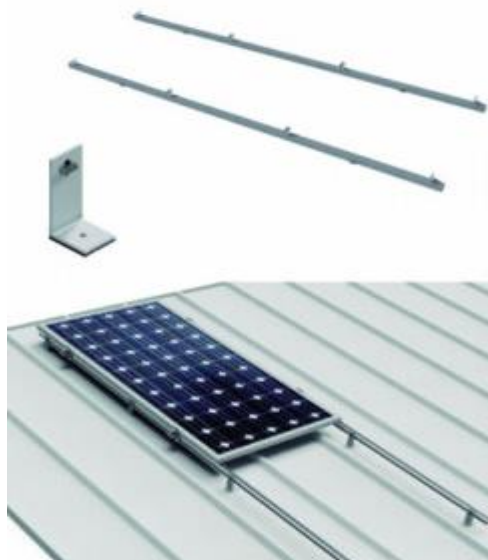


Ilustración 10. Estructura sobre cubierta metálica inclinada KH915

Cabe destacar que se van a utilizar estos mismos módulos y estructuras fotovoltaicas tanto para la configuración de la instalación conectada a la red eléctrica como para la configuración aislada de la red eléctrica.

5.2. Aerogenerador

Es un componente que capta la energía cinética del viento mediante sus palas, generándose un movimiento circular que se transmite a un generador, que transforma esta energía mecánica en corriente eléctrica continua. Como se puede observar se trata de otra generación de energía renovable.

El aerogenerador elegido es el ENAIR 30 PRO. Se trata de un aerogenerador de 3 kW que consta de los siguientes componentes:

- Palas del aerogenerador: Como ya se ha dicho son las encargadas de captar la energía cinética del viento. Están fabricadas con una nueva generación de telas de fibra de vidrio, con un núcleo de poliuretano de alta densidad y con un refuerzo de la raíz.
- Generador: Es el encargado de convertir la energía captada en energía eléctrica en forma de corriente continua. Este generador en cuestión cuenta con un nuevo diseño que optimiza la producción ya que mantiene la totalidad de los conductores de cobre dentro del campo magnético.
- Controlador: Según la versión que se elija, se puede encontrar controlador de baterías o de conexión a red. En ambos casos se cuenta con una electrónica configurable para adaptarse al tipo de red o al tipo de baterías instalado.
- Inversor: El aerogenerador incorpora un inversor, y es compatible con prácticamente todos los inversores eólicos del mercado. Este elemento se explicará más detalladamente en el subapartado de inversores.

Cabe destacar que se va a utilizar este mismo aerogenerador tanto para la configuración de la instalación conectada a la red eléctrica como para la configuración aislada de la red eléctrica.



Ilustración 11. Aerogenerador ENAIR E30 PRO

Para la realización del proyecto se opta por la compra del aerogenerador Enair E30 PRO, una estructura de torre de 12 metros de altura que oferta la empresa Enair para colocarla en la nave industrial, y la incorporación del regulador de cargas, resistencia e inversor. Los costes son los siguientes:

Elemento	DESCRIPCIÓN BREVE	Capital inicial (€)
Aerogenerador	Aerogenerador de la marca Enair, modelo E30PRO	6.600
Estructura	Estructura de torre de 12 metros de altura	2.150
Inversor+Resistencia+Regulador	Elementos necesarios para el funcionamiento y la conexión del aerogenerador a la red	2.785
TOTAL		11.535

Tabla 6. Costes de los elementos necesarios en el aerogenerador

A continuación se muestran los datos técnicos y costes que se van a utilizar para introducir las características en el software de análisis utilizado y las que se tendrán en cuenta para su selección.

	Enair E30 Pro
Potencia	3 kW
Diámetro	3,80 m
Viento de arranque	2 m/s
Velocidad nominal	11 m/s
Rango de generación eficiente	2 a 60 m/s
Controlador	Carga de baterías y conexión a red
Eficiencia Inversor	97% algoritmo MPPT
Precio	11.535 €
Precio por unidad de potencia	384,5 c€/W

Tabla 7. Datos y características del aerogenerador

5.3. Grupo electrógeno

Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna.

Se utilizan comúnmente cuando existe un déficit entre la generación producida por otros generadores y la demanda eléctrica del lugar, o cuando los cortes en el suministro eléctrico se producen frecuentemente. Una de las utilidades más comunes que tiene es la de generar electricidad como apoyo a otras generaciones principales en ubicaciones donde no hay suministro eléctrico por parte de la red eléctrica general.

En el caso de este proyecto, la utilidad que tendrá será esta última, de forma que se utilizará como apoyo de generación eléctrica para la configuración de la instalación aislada de la red eléctrica general.

Para alimentar el motor de combustión interna y conseguir la generación de energía se necesita un combustible que la aporte. Existen distintos tipos de grupos electrógenos en función del combustible que utilizan, como por ejemplo:

- Diésel
- Etanol

- Gasolina
- Metanol
- Gas natural
- Propano
- Biogás
- Tanque de hidrógeno.

Cabe destacar también que el motor utilizado en cada grupo electrógeno cambia en función del combustible que se utiliza.

Se decide elegir el grupo electrógeno INMESOL AKD-650. Éste es un generador eléctrico trifásico de 5,6 kW que funciona mediante combustible diésel.



Ilustración 12. Grupo electrógeno INMESOL AKD-650

Las características técnicas de este componente se encuentran representadas en la ficha técnica del producto, concretamente en el Anexo. Aparte en la siguiente tabla se mostrarán las utilizadas en el proyecto para la introducción de datos en HOMER y la realización del dimensionamiento de conductores de la instalación eléctrica, así como su coste.

	INMESOL AKD-650
Potencia	5,6 kW
Tensión	400 / 230 V
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal	8,08 A
Coste	2.501,95 €
Coste por unidad de Potencia	44,68 c€/W

Tabla 8. Datos y características del generador auxiliar

5.4. Baterías

Las baterías son los elementos de la instalación encargados de almacenar la energía procedente de los generadores de energía eléctrica cuando existe un excedente de generación respecto de la demanda

eléctrica del local. Esta energía almacenada será utilizada en el caso contrario, es decir, cuando exista un déficit de generación respecto del consumo.

La energía se acumula en forma de corriente continua, por lo que necesita de un inversor para que esta electricidad pueda ser utilizada en la red eléctrica del local.

Existen distintos tipos de baterías según su tecnología de fabricación.

Tipos de baterías	Descripción
Baterías Monoblock	Son baterías de plomo-ácido compuestas por una única carcasa. Son económicas y de alto rendimiento y suelen destinarse a instalaciones de pequeña potencia ya que normalmente necesitan alternativas con una relación calidad-precio ajustada. Su vida útil estimada es de 2 a 5 años.
Baterías AGM	También son baterías de plomo ácido, pero más duraderas y estables que las monoblock. Se trata de baterías selladas por lo que no requieren de mantenimiento. Su vida útil estimada es de 5 a 10 años.
Baterías estacionarias	Al igual que las monoblock y las AGM también son baterías de plomo-ácido, pero se diferencian en que su diseño es tubular. Ofrecen una mayor vida útil que los modelos anteriores y una gran exigencia, por lo que son unas grandes alternativas para usos diarios ya que soportan profundos ciclos de descarga con excelentes resultados. Existen dos tipos de baterías estacionarias: <ul style="list-style-type: none"> • Baterías OPzS: Son modelos abiertos por lo que necesitan mantenimiento y tienen una vida útil de 10 a 15 años. Son las que más se utilizan en instalaciones de tamaño medio y grande, como hogares y restaurantes. • Baterías OPzV: Se diferencian de las anteriores en que son modelos sellados que no necesitan de mantenimiento y su vida útil se estima de 10 a 20 años. Al no necesitar mantenimiento son recomendables para instalaciones en las que no se tenga buen acceso para llevar a cabo esta tarea.
Baterías de Gel	También se conocen como las baterías de electrolito gelificado y se consideran la evolución de los modelos de plomo-ácido abierto, ya que el electrolito en vez de estar en estado líquido se encuentra en una especie de masa espesa gelatinosa. Son baterías selladas, por lo que no necesitan de mantenimiento. Aparte de la utilización en instalaciones para vivienda o industria, son muy utilizadas para auto caravanas. Tienen una vida útil estimada de 2 a 5 años.
Baterías de litio	También llamadas baterías Li-Ion están destinadas a imponerse en el mercado, ya que multiplican las prestaciones de los otros modelos de baterías. Cuentan con una capacidad de carga muy eficiente y una excelente vida útil. Además no requieren ningún tipo de mantenimiento, no emiten gases y ocupan muy poco espacio. El inconveniente a destacar es el precio, ya que son más costosas que los otros modelos, pero se debe tener en cuenta que a la larga es una inversión muy rentable ya que su ciclo de vida y rendimiento son muy superiores al resto.

Tabla 9. Tipos de baterías

Las baterías que se escogen para dar funcionamiento al sistema son las baterías LG Chem Resu 7H y las Triple Power SolaX 4,5 kWh T45.

LG Chem Resu 7H

Son unas baterías de litio de alto voltaje que ofrecen una capacidad de 6,6 kWh. Trabajan en conjunto con los inversores solares, en este caso con el inversor Huawei SUN2000-3KTL_M0 trifásico



Ilustración 13. Batería LG Chem Resu 7H

Triple Power SolaX 4,5 kWh T45

Estas también son baterías de litio de alto voltaje que ofrecen una capacidad de 4,5 kWh y pueden conectarse hasta 4 baterías en serie al inversor híbrido de SolaX ofreciendo de esta forma una capacidad de hasta 18 kWh.

A parte de por algunos de los criterios de selección descritos anteriormente, se decide elegir estas baterías debido a que pueden trabajar de forma conjunta con el inversor híbrido modelo X3 de SolaX (que se explicará con más detalle en el siguiente subapartado), que también trabaja en conjunto con los módulos fotovoltaicos y solo se necesitaría este inversor para transformar a corriente alterna trifásica las corrientes continuas que vienen tanto de paneles como de baterías.



Ilustración 14. Batería SolaX Triple Power 4,5kWh T45

Se escogen en ambos casos baterías que son compatibles con inversores que pueden trabajar conjuntamente con paneles solares y baterías. De esta forma se conseguiría un ahorro económico y de simplicidad en el diseño de la instalación muy recomendable, ya que si no habría que utilizar uno o varios inversores de conexión a red para los paneles fotovoltaicos y uno o varios inversores cargadores para las baterías.

Como en los anteriores apartados, se van a representar las características técnicas más destacadas de los productos, así como sus costes.

	LG Chem Resu 7H	Triple Power SolaX 4,5 kWh T45
Capacidad	63 Ah	4,5 kWh
Tensión nominal	104,76 V	100,8 V
Round trip efficiency	95%	95%
Intensidad máxima de carga	30 A	30 A
Coste	5.854,46 €	5.368,60 €

Tabla 10. Datos y características de las baterías

5.5. Inversor

El inversor es el dispositivo electrónico que convierte la corriente continua en corriente alterna. En el caso del proyecto planteado, sería el encargado de transformar la corriente continua proporcionada por los generadores o los acumuladores de corriente continua, en corriente alterna que sea utilizable en la red de distribución de la nave industrial. A continuación se van a explicar algunos de los tipos de inversores existentes.

Tipos de inversores	Descripción
Inversores de conexión a red	Son los inversores que se acoplan a una red eléctrica existente y no son capaces de crear su propia red aislada. Convierten la energía que les llega de los generadores de corriente continua en corriente alterna y la inyectan directamente en la red eléctrica a la que han sido acoplados.
Inversores cargadores	Son inversores que están conectados a baterías de acumulación. Éstos son los encargados de cargar mediante cargadores de baterías y descargar las baterías.
Inversores híbridos	Estos inversores tienen la particularidad de que son capaces tanto de generar su propia red eléctrica aislada de la red eléctrica convencional como de trabajar conectada a esta. Necesitan baterías para funcionar correctamente, aunque existen modelos que pueden prescindir de ellas.
Microinversores	Se colocan justo detrás de los paneles sujetos a la estructura de los mismos, transformando a corriente alterna directamente desde el panel solar y permitiendo ahorros en cableado y protecciones de continua. También permite optimizar al máximo cada panel, ya que cada uno tendría conectado su propio MPPT, y monitorizarlos individualmente.
Inversores de autoconsumo directo	Son los mismos que los de conexión a red pero con un dispositivo de inyección cero. La función de este dispositivo es conseguir no verter energía excedentaria a la red eléctrica general, de forma que cuando detecte (mediante un medidor colocado justo después del contador) más producción fotovoltaica que demanda de energía, mande una señal al inversor para que reduzca su potencia o se apague. Hoy en día no tiene tanto sentido debido al nuevo RD 244/2019.
Inversores de autoconsumo directo con baterías	Son los mismos que los de autoconsumo directo pero utilizando baterías, de forma que cuando la generación excede la demanda se acumulan en éstas, y cuando se sigue excediendo ya entra el dispositivo de inyección cero. También, cuando hay déficit de generación respecto a la demandase utiliza la energía almacenada en las baterías, y en caso de que esté agotada se utiliza la red eléctrica general. Se diferencian de los híbridos en que no pueden generar su propia red.
Inversores de onda senoidal pura	Son inversores de pequeña potencia que están orientados a la movilidad para caravanas, coches, campings, etc.
Inversores 3 en 1	Son inversores que integran dentro de una misma caja el inversor, el cargador de baterías y el regulador MPPT. Tienen un funcionamiento híbrido.

Tabla 11. Tipos de inversores

En este proyecto se necesitarían inversores para transformar en corriente alterna la energía proporcionada por los módulos fotovoltaicos, el aerogenerador y las baterías de acumulación.

Siguiendo algunos de los parámetros de elección utilizados en seleccionar el módulo fotovoltaico más adecuado, se eligen los siguientes inversores:

	Sistema conectado a la red eléctrica general	Sistema aislado de la red eléctrica general
Módulo fotovoltaico	Huawei SUN2000-3KTL-M0	SolaX X3-HYBRID-8.0T
Batería	Huawei SUN2000-3KTL-M0	SolaX X3-HYBRID-8.0T
Aerogenerador	Inversor eólico Enair 3kW	Inversor eólico Enair 3kW

Tabla 12. Inversores utilizados

· Huawei SUN2000-3KTL-M0

Es el inversor elegido para trabajar con los paneles fotovoltaicos y las baterías en la configuración de la instalación con conexión a la red eléctrica general.



Ilustración 15. Inversor Huawei SUN2000-3KTL-M0

Se trata de un inversor trifásico de 3 kW que permite la conexión de baterías en una de sus entradas e incorpora dos reguladores MPPT. Esto supone que al tener el inversor cargador de baterías y reguladores incorporados no hagan falta añadirlos aparte en el sistema. Cabe destacar que este inversor no puede trabajar en configuración aislada, ya que no puede crear su propia red eléctrica, y trabajar siempre conectado a la red eléctrica general. También ofrece la posibilidad de trabajar con o sin baterías de acumulación. La ficha de características técnicas del inversor se expone en el anexo X.

· SolaX X3-HYBRID-8.0T

Es el inversor elegido para trabajar con los paneles fotovoltaicos y las baterías en la configuración de la instalación aislada de la red eléctrica general.



Ilustración 16. Inversor SolaX X3-HYBRID-8.0T

Se trata de un inversor de 8 kW híbrido, es decir, que permite trabajar conectado y aislado de la red eléctrica general, y es el utilizado para realizar el diseño de la instalación renovable aislada.

Éste incorpora dos reguladores MPPT y un cargador de baterías, que permite conectar las baterías de acumulación directamente al inversor. Las baterías son necesarias para los sistemas de funcionamiento aislados.

·Inversor eólico Enair 3 kW

Es un inversor de 3 kW que se utiliza para transformar la corriente continua producida por el aerogenerador en corriente alterna trifásica capaz de ser utilizada por la red eléctrica de la nave industrial donde se va a realizar el proyecto.

La marca ofrece la posibilidad de tener un controlador de baterías y de conexión a red, por lo que permite la conexión y el aislamiento a la red eléctrica convencional.

Se trata de un inversor de eficiencia del 97% que contiene un regulador con algoritmo de seguimiento MPPT.

A continuación se muestran las características técnicas y precios de los inversores solares utilizados:

		SUN2000-3KTL-M0	X3-HYBRID-8.0T
Entrada DC	Potencia máxima (Wp)	6.000	A:6.000 / B:4.000
	Tensión máxima (V)	1.100	1.000
	Tensión nominal (V)	600	720
	Rango de tensión de operación MPPT (V)	140 - 850	180 - 950
	Tensión de entrada mínima (V)	200	180
	Intensidad máxima por MPPT (A)	11	A:20 / B:11
	Intensidad máxima de cortocircuito por MPPT (A)	15	A:23 / B:14
	Cantidad de rastreadores MPP	2	2
	Número de entradas por MPPT	1	A:2/B:1
Salida AC	Conexión a red eléctrica	Tres fases	Tres fases
	Potencia nominal (W)	3.000	8.000
	Intensidad máxima (A)	5,1	12,8
	Tensión nominal de salida (V)	220/380 ; 230/400	220/380 ; 230/400
	Frecuencia nominal de red (Hz)	50 / 60	50 / 60
Eficiencia (%)		98,2	97,8
Costes (€)		1.087	2.204,14

Tabla 13. Datos técnicos y costes de los inversores solares utilizados

5.6. Vatímetro

Es un dispositivo calibrado que se conecta en las instalaciones generadoras, concretamente con las que están conectadas a la red eléctrica general, y sirve para la monitorización del sistema y la interacción con la red eléctrica. Se utilizan cuando las instalaciones se acogen a compensación de excedentes, ya que funciona como contador bidireccional en propiedad sin la necesidad de alquilar equipo de medida a la comercializadora. Normalmente se sitúa junto a las protecciones de los cuadros eléctricos, aguas abajo del inversor (en la parte de alterna) y aguas arriba de los magnetotérmicos de

consumo del local, y suele disponer de una entrada y una salida por cada fase y una toma para el neutro. Por otro lado incorpora más conexiones pero son de datos, por donde se comunica con el inversor.

Solo se utilizará vatímetro para la instalación renovable con conexión a la red, cuyo coste será de 172,62 €.

Tipo de instalación	Vatímetro	Descripción
Instalación conectada a la red eléctrica	Smart Power Sensor 3PH DTSU666-H	Vatímetro trifásico que es compatible con la familia de inversores Huawei SUN2000

Tabla 14. Vatímetro utilizado

5.7. Cableado y canalizaciones

Todo proyecto que conlleve la utilización de energía eléctrica necesita de un diseño de cableado para poder transportar la electricidad y de canalizaciones de este cableado para garantizar la seguridad de la instalación. Para saber cómo se debe seleccionar el tipo y hacer el diseño de la estructura de los conductores de la instalación se tiene que consultar la normativa vigente y hacer un estudio de los planos del local. Para implementar el dimensionamiento de los cables de conexión se debe acudir al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, concretamente al punto 5 de la norma ITC-BT-40.

También, en el punto 4 de la norma ITC-BT-28 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión se afirma que los cables eléctricos a utilizar en las instalaciones de tipo general y en el conexionado interior de cuadros eléctricos en los locales de pública concurrencia, serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. Para cumplir con esta normativa se elige el cable eléctrico H07Z1-K CPR, cuyas características son las siguientes:

- Conductor: cobre electrolítico
- Aislamiento: material termoplástico
- Tipo de cable: monoconductores
- Tensión nominal: 450/750V
- Tensión de ensayo: 2,5 kV
- Temperatura máxima de servicio: Permanente: 70 °C /Cortocircuito: 160 °C
- Norma: UNE 211002.

Según el método de instalación, la intensidad admisible por sección de conductor y más factores relacionados en las tablas B.52-1 y C.52-1 bis de la norma UNE-HD 60364-5-52: 2014 se determina un método de dimensionar los conductores eléctricos. A esto también deberá aplicarse ciertos factores de corrección que se detallarán más adelante.

El dimensionamiento de conductores para cada tramo implementado tanto en la instalación de conexión a red como en la instalación aislada de la red se muestra a continuación. Los cálculos realizados para llevar a cabo dicho dimensionamiento se mostrarán más adelante.

	Conectado a red		Aislado de la red	
	Cableado	Canalizaciones	Cableado	Canalizaciones
String 1 a inversor	1,5	Tubo corrugado y Canaleta blanca	4	Tubo corrugado y Canaleta blanca
String 2 a inversor	X	X	4	Tubo corrugado y Canaleta blanca
Inversor a Cuadro eléctrico	1,5	Canaleta blanca	1,5	Canaleta blanca
Baterías a Inversor	X	X	25	Sin canalización
Generador a Cuadro eléctrico	X	X	1,5	Canaleta blanca

Tabla 15. Cableado de conexiones y canalizaciones de cada tramo de las instalaciones

En cuanto a la puesta a tierra, todas las masas de la instalación se conectarán a una tierra única, y para ello se va a utilizar el borne de puesta a tierra de la propia nave industrial.

En cuanto al dimensionamiento del conductor de protección de las masas que se conectan a tierra tendrá relación directa con las dimensiones de los cables de conexión entre los tramos de la instalación.

A continuación se muestra el dimensionamiento de los cables de protección para cada elemento que se conecta a tierra y para las dos configuraciones de las instalaciones que se están implementando.

	Conectado a red	Aislado de la red
Estructuras metálicas del string 1	1,5	4
Estructuras metálicas del string 2	X	4
Inversor	1,5	16
Baterías	X	16
Generador	X	1,5

Tabla 16. Sección de cables de protección

5.8. Protecciones

Al implementar una nueva instalación eléctrica que lleva la energía generada por el o los generadores al cuadro eléctrico y por lo tanto a la instalación eléctrica que ya tenía la nave industrial, la nueva instalación eléctrica necesita ciertas protecciones para garantizar la seguridad de la misma.

Las protecciones mínimas a disponer vienen descritas en el punto 7 de la norma ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Según esta norma deben estar cubiertos los siguientes problemas frente al nuevo circuito eléctrico:

- Protección frente a sobreintensidad.
- Protección frente a sobretensión.
- Protectores de mínima tensión instantáneos.
- Protectores de máxima y mínima frecuencia.

A parte de esto, los generadores y aparatos tecnológicos utilizados en la instalación deberán disponer las protecciones específicas que recomiende el fabricante.

Las protecciones que finalmente se utilizarán en este proyecto son las siguientes:

A continuación se muestran las protecciones que se utilizarán en este proyecto. También se mostrarán los complementos y sujeciones que las acompañan.

Tramos		Instalación conectada a la red eléctrica	Instalación aislada de la red eléctrica
Continua	Protecciones	· 2 Fusibles 10A 1000VDC 10x38	· 4 Fusibles 10A 1000VDC 10x38
	Complementos y sujeciones	· 2 Portafusibles 10x38 1000V · 1 Caja de Protecciones ICP	· 4 Portafusibles 10x38 1000V · 1 Caja de Protecciones ICP
Alterna	Protecciones	·1 Interruptor Magnetotérmico ABB trifásico 16ª SH204-C16 ·1 Interruptor Diferencial 4P AC 300mA 25A 400V- 5SV4642-0	·2 Interruptores Magnetotérmicos ABB trifásico 16ª SH204-C16 ·2 Interruptores Diferenciales 4P AC 300mA 25A 400V- 5SV4642-0
	Complementos y sujeciones	· 1 Caja de Protecciones ICP	· 2 Cajas de Protecciones ICP

Tabla 17. Protecciones y Complementos y sujeciones del proyecto

6. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

En este apartado se va a realizar el diseño de la instalación de autoconsumo con conexión a la red eléctrica general.

Se tendrán que realizar estudios, cálculos, mejoras de la rentabilidad del proyecto y más situaciones competentes al proyectista para poder implementar una instalación óptima, segura y rentable económicamente.

6.1. Optimización del contrato eléctrico

Una de las mejoras económicas más habituales que se realizan cuando se implementa una instalación de autoconsumo con conexión a red es la optimización del contrato eléctrico que tiene la empresa donde se realiza el proyecto en ese momento.

Analizando el contrato eléctrico que tiene la empresa en el momento inicial del proyecto, se puede observar que se paga una cantidad monetaria muy elevada por unidad de energía consumida. Esto se mide mediante un parámetro denominado COE (levelized cost of energy o coste nivelado de energía) y se calcula de la siguiente manera:

$$COE = \frac{\text{Coste}}{\text{Demanda}}$$

En este caso se calculará el COE durante todo el año 2019, por lo que el coste corresponderá con el resultado del coste de los términos de energía y potencia de las facturas eléctricas de ese año, y la demanda corresponderá con el consumo energético total realizado en ese año.

Término de Energía (€)	Término de Potencia (€)	Coste Total (€)	Demanda Energética (kWh)	COE (€/kWh)
759,19	909,15	1.668,34	4.322,887	0,386

Tabla 18. Cálculo del COE

Como se puede observar, el valor del COE es de 0,386. Esto se considera que se puede reducir, por lo que se decide realizar una optimización del contrato eléctrico.

En el apartado correspondiente al contrato eléctrico, se ha dicho que se tiene una tarifa 2.1 DHA. Analizando los consumos anuales de la empresa, se determina que la potencia máxima en todo el año es de 5,278 kW. Con esta determinación se pueden realizar dos operaciones:

- 1) Reducir la potencia contratada.
- 2) Cambiar a tarifa de acceso 2.0.

Reducir la potencia contratada

Como se ha dicho anteriormente, la potencia máxima consumida por la empresa en el año 2019 es de 5,278 kW, y la potencia contratada en el contrato eléctrico es de 13,856 kW. Esta observación permite asegurar que se puede reducir la potencia contratada de la factura eléctrica.

Para saber el valor al que se decide reducir la potencia contratada, primero hay que fijarse en el momento en que se produce la demanda de potencia máxima. El consumo se realiza el 28/03/2019 entre las 20:00 y 21:00 horas. En ese momento no hay radiación solar, por lo que no habrá radiación y no se podrá reducir esta potencia máxima con energía generada por la instalación de autoconsumo final.

Se decide reducir la potencia contratada a un valor de 5,5 kW. La potencia contratada será mayor a la máxima para garantizar que no haya cortes de luz en caso de que se sobrepase. De esta forma se da un margen de maniobra.

Cambiar a tarifa de acceso 2.0

Observando la ilustración que se muestra a continuación se puede determinar que existen las condiciones necesarias para cambiar de la tarifa 2.1 que tenía la empresa a tarifa 2.0.

BAJA TENSIÓN (hasta 1 kV)

Uno, dos y tres períodos:

Potencia \leq 10 kW

Tarifa 2.0A (un período)

Tarifa 2.0DHA (dos períodos)

Tarifa 2.0DHS (tres períodos – supervalle)

10kW < Potencia \leq 15 kW

Tarifa 2.1A (un período)

Tarifa 2.1DHA (dos períodos)

Tarifa 2.1DHS (tres períodos – supervalle)

Tres períodos

(Potencia > 15 kW)

Tarifa 3.0A

Ilustración 17. Tarifas y condiciones

Se decide elegir una tarifa 2.0 DHA, que al igual que la anterior, es una tarifa de dos periodos. Los periodos de tarificación se muestran en la siguiente imagen.

PERÍODOS DE TARIFICACIÓN

Tarifas 2.0DHA y 2.1DHA

ITC/2794/2007

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13 23-24

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Ilustración 18. Periodos de tarificación de las tarifas 2.0DHA y 2.1DHA

Los días del cambio de hora en 2019 es el 31/03/2019, que coincidirá con el cambio de horario de invierno a verano, y el 27/10/2019, que coincidirá con el cambio de horario de verano a invierno.

Por último falta representar los costes de la nueva tarifa elegida.

	Coste Total energía(€/kWh)	Coste de la potencia (€/kW/día)
Horas Punta	0,144766	0,115187
Horas Valle	0,064874	0,115187

Tabla 19. Coste de la energía y la potencia del contrato eléctrico con tarifa 2.0DHA

Los precios del peaje de acceso y coste de la energía se representarán en la “Tabla 24. Costes del contrato eléctrico con tarifa 2.0DHA”, más adelante, y estos valores se pueden obtener tanto en el BOE como en la página web esios, aplicando el periodo correspondiente al año 2019.

En cuanto al equipo de medida, habrá que tener en cuenta que la instalación que se va a implementar estará acogida a la modalidad de compensación simplificada de excedentes, por lo que se requiere de un contador bidireccional que registre las compras y los vertidos de energía realizados a la red eléctrica general. Este contador se podrá obtener en propiedad o alquilarlo a la compañía distribuidora. En el caso de este proyecto, se elegirá la opción de contador en propiedad, y hará las funciones del contador el vatímetro elegido en la selección de equipos.

6.2. Análisis en Homer

El software elegido para llevar a cabo el análisis económico y estimar el tamaño adecuado de la instalación se denomina Homer (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources). Este es un software que permite analizar proyectos de energías renovables, incluyendo sistemas híbridos.

En el caso del presente proyecto, su principal función será la de la selección del tipo de instalación de autoconsumo renovable que más convenga económicamente.

Para realizar el análisis en Homer, se debe en primer lugar elegir las fuentes generadoras que se quieren analizar. Las fuentes analizadas serán de energía fotovoltaica, aerogeneradores, inversores, baterías, una carga de energía primaria y conexión a la red eléctrica.

Add/Remove Equipment To Consider

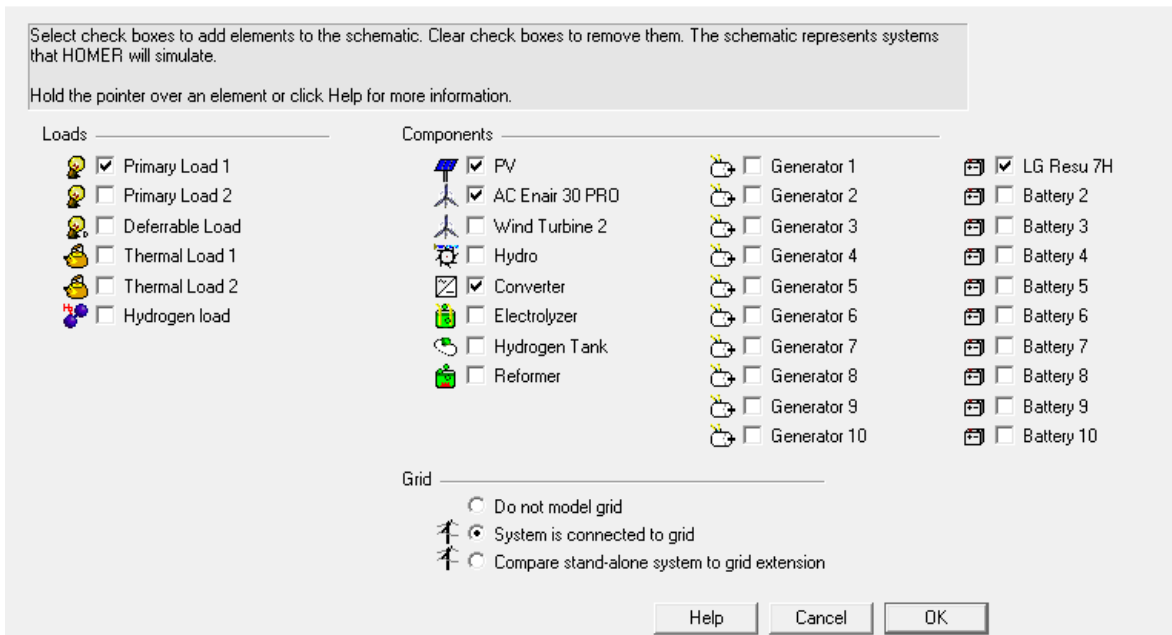


Ilustración 19. Componentes de la instalación analizados

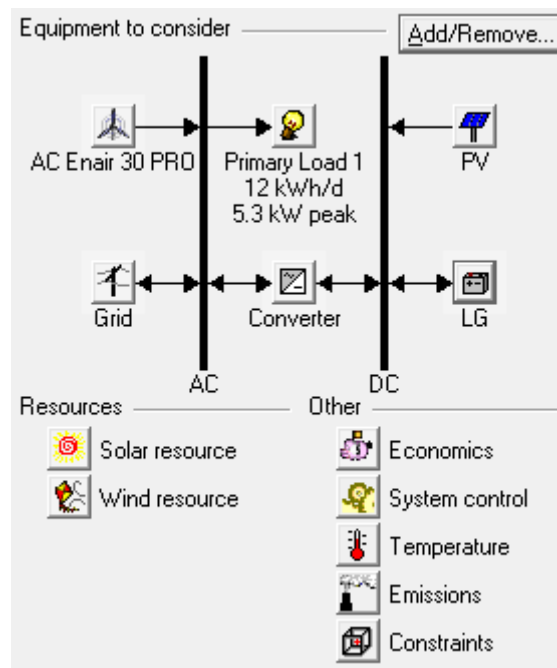


Ilustración 20. Esquema de la instalación analizada

Después, se introducen los datos recopilados anteriormente necesarios para la realización de los cálculos del proyecto (consumos energéticos, radiación solar, velocidad del viento, temperatura media, etc).

Por último, se introducen las características y precios de los componentes seleccionados en el anterior apartado.

Una vez todo introducido, se simulan los resultados. Homer ordenará las instalaciones en función del resultado que se obtenga del parámetro COE de cada una, de forma que se ordenan de menor valor a mayor. Esto tiene sentido, ya que Homer priorizará las instalaciones que menos coste suponga la unidad de energía.

En lo que resta de apartado, se representará cómo se han introducido los datos y componentes en Homer, y finalmente se mostrarán los resultados obtenidos mediante la simulación.

6.2.1. Introducción de datos recopilados

Los datos recopilados anteriormente se deben introducir en el software Homer para que éste pueda realizar los cálculos.

Los datos serán los referidos a la demanda eléctrica del local, la radiación, la velocidad del viento y la temperatura.

Todos estos datos tienen la misma forma de introducirse en HOMER, que será la importación de los 8.760 valores de cada uno correspondientes a cada hora del año. A continuación se representan donde se han obtenido los datos, la explicación breve de donde introducirlos en HOMER y una imagen de cómo se representan en el software.

- **Demanda eléctrica del local:** Se elige la demanda primary load y el tipo de demanda AC, que son las correspondientes al proyecto. Dentro de esta entrada, seleccionando la opción "Import data series data file", se permite la introducción de la curva de carga eléctrica o datos obtenidos. Los datos se encuentran en la "Ilustración 4. Curva de demanda eléctrica horaria del año 2019", que se encuentra en el apartado "3.3. Demanda eléctrica". La representación en HOMER es la siguiente:

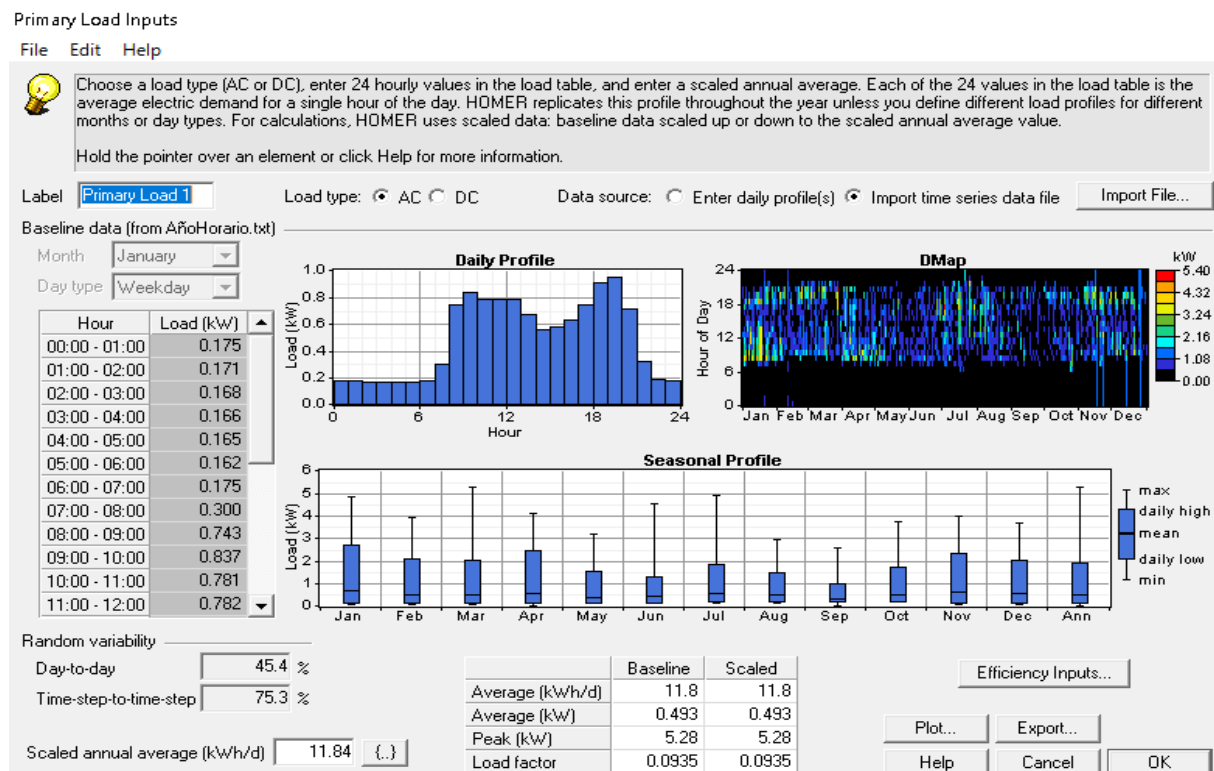



Ilustración 21. Datos de Demanda Eléctrica en HOMER

- **Recurso solar:** Al elegir como fuente de energía los paneles fotovoltaicos, en el apartado “Resources” aparece una pestaña denominada “Solar resource”, y entrando en la misma se puede importar la serie de datos deseada. Los datos están representados en la “Ilustración 6. Radiación total y velocidad del viento y temperatura media mensual del año 2015”, lo único que aquí vienen representados mensualmente en vez de forma horaria, ya que al haber tantos datos no se pueden visualizar bien los valores. Se obtienen en el apartado “4.1. Recurso solar”. HOMER representa los datos de la siguiente forma:

Solar Resource Inputs

File Edit Help

 HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Location

Latitude ° ' North South Time zone

Longitude ° ' East West

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data (from RadiacionAnual2015_11#.txt)

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m ² /d)
January	0.792	3.363
February	0.676	3.815
March	0.575	4.386
April	0.669	6.440
May	0.687	7.568
June	0.663	7.685
July	0.647	7.299
August	0.633	6.409
September	0.609	5.053
October	0.576	3.579
November	0.749	3.411
December	0.741	2.834
Average:	0.657	5.159

Scaled annual average (kWh/m²/d)

Global Horizontal Radiation

Plot... Export... Help Cancel OK

Ilustración 22. Datos de Recurso Solar en HOMER

- **Recurso eólico:** Al elegir los aerogeneradores como fuente de energía, en el apartado “Resources” aparece una pestaña denominada “Wind resource”, y entrando en la misma se puede importar la serie de datos deseada. Los datos se encuentran en la “Ilustración 6. Radiación total y velocidad del viento y temperatura media mensual del año 2015” pero mensualmente en vez de forma horaria y la forma de obtenerlos en el apartado “4.2. Recurso eólico”. HOMER representa los datos de la siguiente forma:

Wind Resource Inputs

File Edit Help

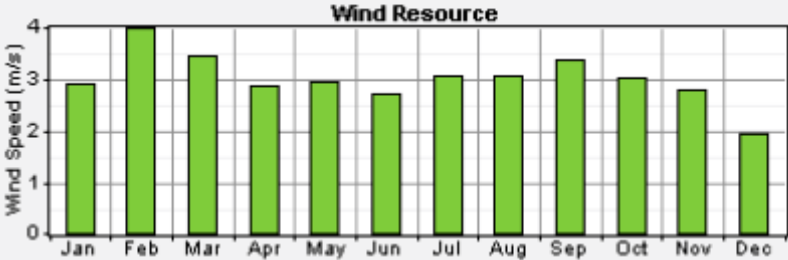
HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data (from RecursoEolico2015_11#.txt)

Month	Wind Speed (m/s)
January	2.901
February	3.993
March	3.458
April	2.859
May	2.953
June	2.722
July	3.087
August	3.076
September	3.374
October	3.025
November	2.793
December	1.953
Annual average:	3.009



Other parameters: Altitude (m above sea level) Anemometer height (m)

Advanced parameters: Weibull k Autocorrelation factor Diurnal pattern strength Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

Ilustración 23. Datos de Recurso Eólico en HOMER

- **Temperatura:** Considerando el efecto de temperatura en los paneles fotovoltaicos, aparece una pestaña en el apartado “Other” de la “Ilustración 20. Esquema de la instalación analizada” denominada “Temperature”. Entrando en la misma se pueden introducir los datos obtenidos en el apartado “4.1. Recurso solar” y representados en la “Ilustración 6. Radiación total y velocidad del viento y temperatura media mensual del año 2015”. HOMER representa los datos de la siguiente forma:

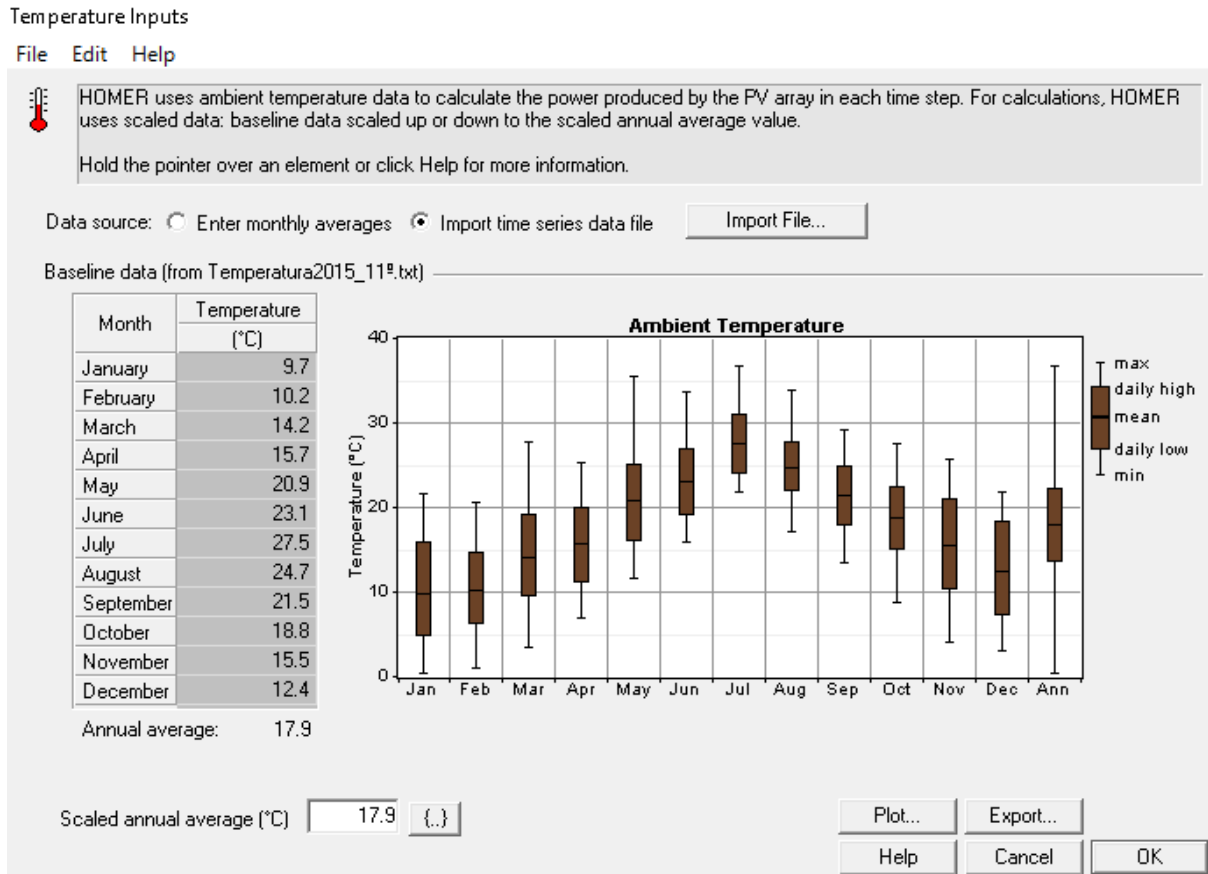


Ilustración 24. Datos de Temperatura en HOMER

6.2.2. Paneles y estructuras fotovoltaicas

En la ventana PV de HOMER, se introducirán los valores de las características del panel fotovoltaico elegido, así como su precio y el precio de la estructura fotovoltaica por potencia instalada.

El coste de capital en función de la dimensión de potencia se calcula sumando los componentes que se van a utilizar. Se sabe que el módulo fotovoltaico elegido tiene una potencia pico de 400 W, por lo que para un tamaño de potencia de 0,4 kW se va a utilizar un solo panel, y para 0,8 kW, dos paneles. Esta relación será proporcional.

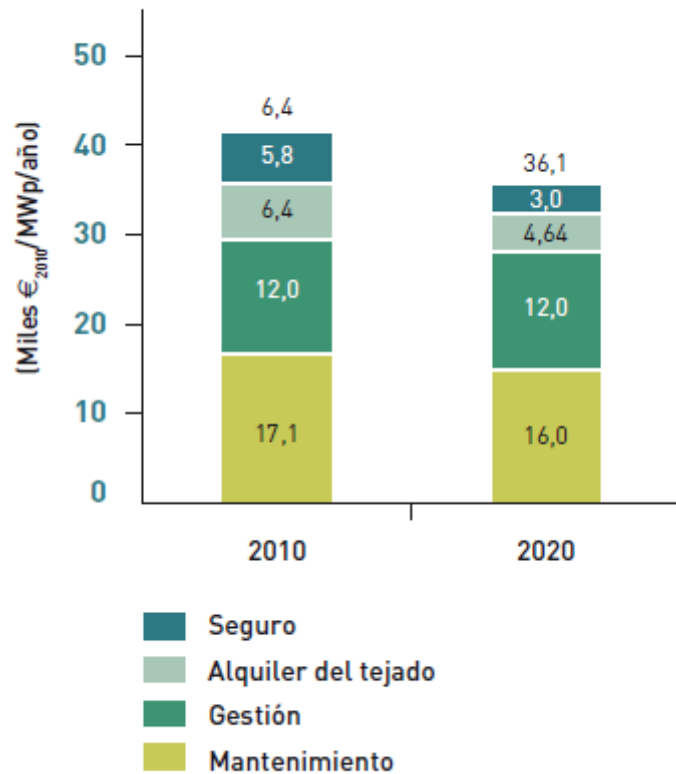
En cuanto a la estructura para cubierta metálica de los paneles, se eligen en función del espacio de la cubierta (se explicará más adelante), la sujeción de un panel, de dos paneles, y de tres paneles a la vez. A continuación se muestran los costes de cada componente en €.

Coste Panel	Coste Estructura 1 panel	Coste Estructura 2 paneles	Coste Estructura 3 paneles
158,98	48,4	89,1	134,2

Tabla 20. Coste componentes fotovoltaica

En HOMER, también se tienen en cuenta los costes de operación y mantenimiento de los componentes de la instalación. En el caso de los paneles fotovoltaicos, estos costes existirán. Algunas de estas actividades pueden estar referidas a la limpieza de los paneles solares para no minimizar su rendimiento, las revisiones para verificar el funcionamiento de los mismos y las actividades de gestión entre otras tantas. Este valor se cuantifica acudiendo al documento de “Plan de Energías Renovables” del IDAE. Concretamente en la página 382 se representa una ilustración con los costes de operación y mantenimiento estimados para cierta potencia instalada.

Figura 4.9.14. Costes de operación y mantenimiento para instalaciones en tejado



Fuente: BCG e IDAE

Ilustración 25. Costes de Operación y Mantenimiento para instalaciones fotovoltaicas en tejado del IDAE

Teniendo en cuenta esta ilustración y eliminando el coste por alquiler del tejado, se estima el valor del coste de operación y mantenimiento (por potencia instalada) en 30 Miles€/MWp/año, es decir, 30 €/kWp/año.

Los resultados se simulan hasta los 10 kW de potencia pico en fotovoltaica. La distribución queda de la siguiente forma:

$$Capital = \sum PrecioComponentes_i$$

$$O\&M \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) = 30 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWp} * \text{año}} \right) * Potencia\ Instalada(\text{kWp})$$

Número de Paneles	Número de Estructuras	Potencia pico Instalada (kW)	Capital (€)	O&M (€/año)
0	Ninguna Estructura	0	0	0
1	Estructura de 1 panel	0,4	207,38	12
2	Estructura de 2 paneles	0,8	407,06	24
3	Estructura de 3 paneles	1,2	611,14	36
4	➤ Estructura de 1 panel ➤ Estructura de 3 paneles	1,6	818,52	48
5	➤ Estructura de 2 paneles ➤ Estructura de 3 paneles	2	1.018,2	60
6	2 Estructuras de 3 paneles	2,4	1.222,28	72
7	➤ Estructura de 1 panel ➤ 2 Estructuras de 3 paneles	2,8	1.429,66	84
8	➤ Estructura de 2 paneles ➤ 2 Estructuras de 3 paneles	3,2	1.629,34	96
9	3 Estructuras de 3 paneles	3,6	1.833,42	108
10	➤ Estructura de 1 panel ➤ 3 Estructuras de 3 paneles	4	2.040,8	120
11	➤ Estructura de 2 paneles ➤ 3 Estructuras de 3 paneles	4,4	2.240,48	132
12	4 Estructuras de 3 paneles	4,8	2.444,56	144
13	➤ Estructura de 1 panel ➤ 4 Estructuras de 3 paneles	5,2	2.651,94	156
14	➤ Estructura de 2 paneles ➤ 4 Estructuras de 3 paneles	5,6	2.851,62	168
15	5 Estructuras de 3 paneles	6	3.055,7	180
16	➤ Estructura de 1 panel ➤ 5 Estructuras de 3 paneles	6,4	3.263,08	192
17	➤ Estructura de 2 paneles ➤ 5 Estructuras de 3 paneles	6,8	3.462,76	204
18	6 Estructuras de 3 paneles	7,2	3.666,84	216
19	➤ Estructura de 1 panel ➤ 6 Estructuras de 3 paneles	7,6	3.874,22	228
20	➤ Estructura de 2 paneles ➤ 6 Estructuras de 3 paneles	8	4.073,9	240
21	7 Estructuras de 3 paneles	8,4	4.277,98	252
22	➤ Estructura de 1 panel ➤ 7 Estructuras de 3 paneles	8,8	4.485,36	264
23	➤ Estructura de 2 paneles ➤ 7 Estructuras de 3 paneles	9,2	4.685,04	276
24	8 Estructuras de 3 paneles	9,6	4.889,12	288
25	➤ Estructura de 1 panel ➤ 8 Estructuras de 3 paneles	10	5.096,5	300

Tabla 21. Capital y O&M de la ventana PV introducidos en HOMER

A continuación se pasan los valores obtenidos a HOMER.

En la ventana PV de HOMER también se tendrán que introducir otros valores. Primero se rellenan los valores del apartado de propiedades, que aparecen en la “Ilustración 26. Entradas PV en HOMER”. Se determina que se trata de un sistema fijo (sin movimiento), y por último se consideran los efectos de temperatura en el rendimiento de los paneles, y se rellenan los valores, que se encuentran en la ficha técnica del módulo fotovoltaico elegido.

Las dimensiones de potencia a considerar serán en este caso las mismas que se han puesto en la tercera columna de la “Tabla 21. Capital y O&M de la ventana PV introducidos en HOMER”.

PV Inputs

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.000	0	0	0
0.400	207	207	12
0.800	407	407	24
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
0.400
0.800
1.200
1.600
2.000
2.400

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) {.}

Derating factor (%) {.}

Slope (degrees) {.}

Azimuth (degrees W of S) {.}

Ground reflectance (%) {.}

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) {.}

Nominal operating cell temp. (°C) {.}

Efficiency at std. test conditions (%) {.}

Help Cancel OK

Ilustración 26. Entradas PV en HOMER

En cuanto al coste de reemplazo se considera igual que el capital invertido para cada tamaño de instalación.

6.2.3. Aerogenerador

En función de las características del aerogenerador elegido y el coste del mismo y sus componentes relacionados, se rellenan los datos de entrada que pide el software HOMER sobre este equipo.

En este paso del proyecto será necesario definir las características técnicas del aerogenerador en el software HOMER. Para ello se crea un nuevo tipo de turbina en la pestaña “New” del apartado “Turbine Type”, y se introducen los valores que pide HOMER, obtenidos de la ficha técnica del aerogenerador.

Create New Wind Turbine

File Edit Help

Enter a unique name for the new wind turbine, choose AC or DC, and enter several pairs of values (up to 50) for wind speed and power output to describe the turbine's power curve. HOMER will add the new turbine to the component library.
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

General

Description: AC Enair 30 PRO Notes

Abbreviation: E30

Rated power: 3 kW AC DC

Manufacturer:

Website: www.enair.es

Power curve

	Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
1	0.00	0.000
2	2.00	0.000
3	3.00	0.010
4	4.00	0.100
5	5.00	0.300
6	7.00	1.000
7	8.00	1.450
8	9.00	1.850
9	10.00	2.100
10	11.00	2.300
11	12.00	2.500
12	13.00	2.500
13	14.00	2.500
14	15.00	2.500
15		
16		

Power Output (kW)

Wind Speed (m/s)

Ilustración 27. Características técnicas aerogenerador en HOMER


En cuanto a los costes de operación y mano de obra, HOMER estima que corresponden aproximadamente al 2% del capital inicial invertido. Este valor se confirma mediante la investigación de este coste en otros proyectos similares.

El coste de reemplazo, al igual que en el anterior apartado, se considera igual al capital inicial, ya que solo se están teniendo en cuenta costes de materiales y elementos y no mano de obra.

Cabe destacar que debido a las dimensiones del patio de la nave industrial solo se pueden colocar hasta tres aerogeneradores, por lo que la simulación se realizará hasta este número.

Wind Turbine Inputs

File Edit Help



Choose a wind turbine type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include the cost of the tower, controller, wiring, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Turbine type: Enair 30 PRO Details... New... Delete

Turbine properties

Abbreviation: E30 (used for column headings)

Rated power: 3 kW AC

Manufacturer:

Website: www.enair.es

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	11535	11535	231
<input type="text" value="{}"/>	<input type="text" value="{}"/>	<input type="text" value="{}"/>	<input type="text" value="{}"/>

Other

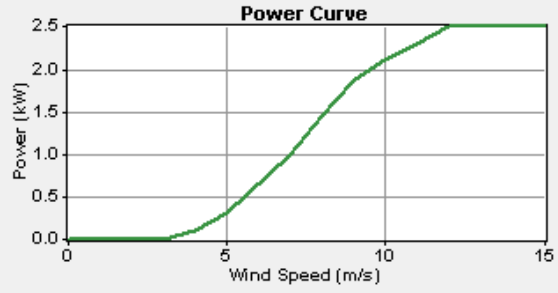
Lifetime (yrs)

Hub height (m)

Sizes to consider

Quantity
0
1
2
3

Power Curve



Cost Curve

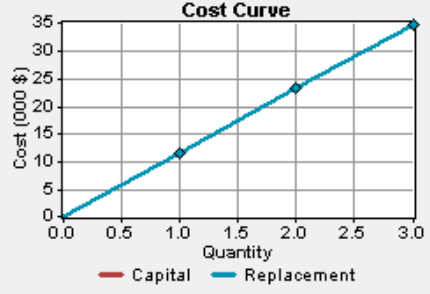


Ilustración 28. Elementos y costes del aerogenerador en HOMER

6.2.4. Baterías

En cuanto a las baterías, se deberán introducir las características técnicas y los costes de capital inicial, reemplazo y operación y mantenimiento de las mismas. Tanto el coste de compra como las características se encuentran en la “Tabla 10. Datos y características de las baterías”.

Las baterías utilizadas son las baterías de litio de alto voltaje LG Resu 7H, cuyas características introducidas se encuentran en la sección “Battery properties” y los costes en “Costs” de la siguiente ilustración

Battery Inputs

File Edit Help



Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type **LG Chem Resu 7H** ▾

Details...

New...

Delete

Battery properties

Manufacturer: LG

Website:

Nominal voltage: 105 V

Nominal capacity: 63 Ah (6.6 kWh)

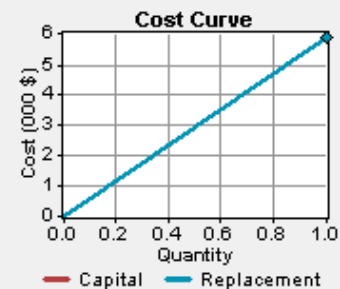
Lifetime throughput: 35,648 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0	0	0	0.00
1	5854	5854	5.00
	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Batteries
0
1



Advanced

Batteries per string (105 V bus)

Minimum battery life (yr) {.}

Help

Cancel

OK

Ilustración 29. Características técnicas y costes de las baterías en HOMER

El capital inicial corresponde con el coste de las baterías y el BMS, el reemplazo es igual al capital inicial y los costes de operación y mantenimiento ascienden a 5 € anuales, debido a revisiones que se realizan durante el año para comprobar que todo funciona correctamente.

6.2.5. Inversores

En cuanto a los inversores, se analizan dos inversores de la gama Huawei Sun2000 M0, que serán el 3ktl y el 4ktl. Esta gama de inversores dan la posibilidad de trabajar con baterías (en este proyecto se seleccionan las baterías de litio LG) y conectados a red, pero no permiten realizar un aislamiento de la red eléctrica general. Al ser inversores solares, también estarán conectados a los paneles fotovoltaicos instalados.

También se añade el coste de los vatímetros, ya que al trabajar conjuntamente con el inversor se puede incluir su precio en este apartado.

Converter Inputs

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.000	0	0	0
3.000	1260	1260	5
4.000	1308	1308	5
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
3.000
4.000
{.}

Inverter inputs

Lifetime (years) {.}

Efficiency (%) {2}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) {.}

Efficiency (%) {.}

Size (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)
0	0	0
3	1260	1308
4	-	1308

Ilustración 30. Características técnicas y costes de los inversores Huawei Sun2000-M0

El capital inicial corresponde con el coste de los inversores y el del vatímetro, el reemplazo es igual al capital inicial y los costes de operación y mantenimiento ascienden a 5 € anuales, debido a revisiones que se realizan durante el año para comprobar que todo funciona correctamente.

Inversores		Vatímetro
<i>Huawei SUN2000-3KTL-M0</i>	<i>Huawei SUN2000-4KTL-M0</i>	<i>Smart Power Sensor 3PH DTSU666-H</i>
1.087 €	1.135 €	172,62 €

Tabla 22. Coste inversores y vatímetro de instalación con conexión a red

Se realiza una doble simulación de la eficiencia, ya que el inversor 3KTL tiene una eficiencia de un 98,2% y el 4KTL un 98,3%.

El inversor eólico se tiene en cuenta al elegir la opción AC de corriente cuando se introducen las características del aerogenerador.

6.2.6. Red eléctrica

En cuanto a la red eléctrica, se deben introducir las condiciones del contrato optimizado en el software HOMER. En cuanto a condiciones, HOMER, en la ventana "Grid" da la posibilidad de definir distintos parámetros. Aquí se definirán las características de horas punta y horas valle, y se introducen los precios de compra de energía con los impuestos incluidos, el precio de venta también incluyendo

impuestos y las horas que se consideran pico y valle en cada momento del año. Primero se hará un recordatorio de todos estos datos en una tabla y después se verá cómo se han introducido en HOMER.

	Precio de compra de la energía (€/kWh)	Precio de venta de la energía (€/kWh)	Horario de Invierno	Horario de Verano
Horas Valle	0,0825109	0,0573483	00:00-12:00 ; 22:00-24:00	00:00-13:00 ; 23:00-24:00
Horas Punta	0,184123	0,0573483	12:00-22:00	13:00-23:00

Tabla 23. Datos contrato eléctrico optimizado incluyendo impuestos

El precio de venta se ha obtenido de la página web esios de la ree (red eléctrica de España), donde entrando en el apartado de “Término de facturación de energía activa de PVPC peaje por defecto” y eligiendo el periodo del año 2019, el dato representado en la casilla de “Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) (2019)” corresponde con el valor medio anual del precio de compensación de energía, que en la “Tabla 23. Datos contrato eléctrico optimizado incluyendo impuestos” sería el precio de venta. Este valor es de 0,04509 €/kWh, al que se le deben incluir el impuesto de electricidad (IE) y el IVA.

$$\begin{aligned} \text{Precio Venta} &= 0,04509 * (1 + IE) * (1 + IVA) = 0,04509 * 1,0511269632 * 1,21 \\ &= 0,0573483 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \end{aligned}$$

El valor referido al coste de la potencia (“Demand”) no se introduce ya que este simula el cálculo del término de potencia de la factura. HOMER, para calcular este término de potencia, coge la potencia máxima producida de cada mes y la multiplica por ese valor “Demand”, y esta no es la forma correcta de calcular el término de potencia en la factura eléctrica que tendría la empresa. Para contabilizarlo se realizará en el siguiente apartado.

Los datos introducidos quedarían de esta forma:

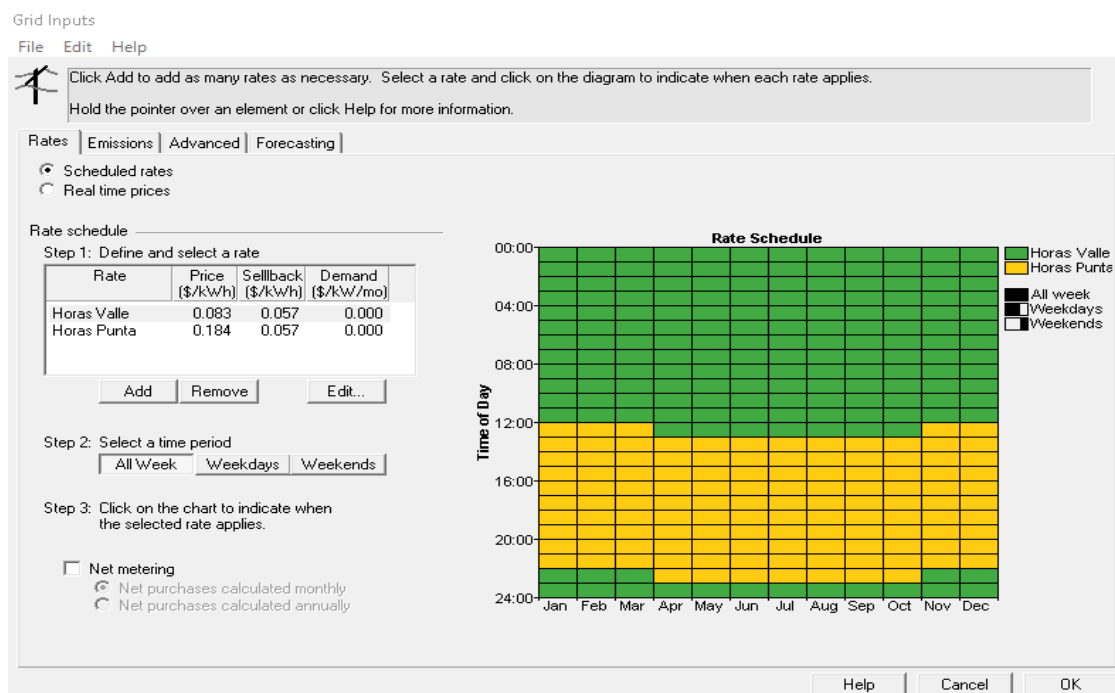


Ilustración 31. Datos red eléctrica HOMER

6.2.7. Entradas Económicas

En HOMER, hay una ventana en el apartado “Other” denominada “Economics”. En esta ventana se pueden introducir distintos datos referidos a la parte económica del proyecto. El que interesa en este caso concreto sería el dato de “System fixed O&M cost”, que sería un coste fijo anual que se produce en el proyecto. Esto sería exactamente lo que ocurriría con el término de potencia, que se considera un coste fijo que se produce cada año, por lo que el valor introducido en el software debe este coste durante todo el año.

Término de potencia

El término de potencia será un valor que, a no ser que se varíe la potencia contratada del contrato eléctrico de forma voluntaria, varíe el precio del coste de la potencia, o sea un año bisiesto, será un valor que no variará y se mantendrá constante durante los años. Estos casos, algunos no se pueden y otros son difíciles de contabilizar en HOMER, por lo que al ser un coste que va a variar muy poco o nada durante el paso de los años, se considera como un coste de operación y mantenimiento fijo del sistema. El cálculo del término de potencia (incluido impuestos) es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{CostePotencia}_{\text{Con Impuestos}} &= \text{CostePotencia}_{\text{Sin Impuestos}} * (1 + IE) * (1 + IVA) \\ &= 0,115187 * 1,0511269632 * 1,21 = 0,14650216 \frac{\text{€}}{\text{kW} * \text{día}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} TP &= \text{CostePotencia}_{\text{Con Impuestos}} * \text{PotenciaContratada} * n^{\circ} \text{días} = 0,14650216 * 5,5 * 365 \\ &= 294,10 \text{ €} \end{aligned}$$

El valor del término de potencia en el año 2019 es de 294,10 €/año.

El dato introducido quedaría de esta forma:

Economic Inputs

File Edit Help

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	6	(.)
Project lifetime (years)	25	(.)
System fixed capital cost (\$)	0	(.)
System fixed O&M cost (\$/yr)	294.1	(.)
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	0	(.)

Help Cancel OK

Ilustración 32. Datos económicos HOMER

El dato de interés anual real y la vida útil del proyecto son valores predeterminados de HOMER que sirven para calcular ciertos parámetros, como el COE (coste nivelado de la energía), que se utilizarán más adelante en el proyecto.

6.2.8. Simulación de resultados

Por último, se realiza la simulación de resultados en HOMER, que simplemente se implementa dándole al botón de calcular. Una vez realizada la simulación, HOMER representará todas las configuraciones introducidas con sus pertinentes cálculos, y las ordenará en función de la que menor COE tenga, es decir, la que menor coste por unidad energía ofrece, cumpliendo con todas las restricciones y características integradas anteriormente.

	PV (kW)	E30	LG	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	5.6			4	30	\$ 4,160	388	\$ 9,121	0.165	0.83
					30	\$ 0	893	\$ 11,410	0.207	0.00
	5.6		1	4	30	\$ 10,014	456	\$ 15,838	0.287	0.83
			1	3	30	\$ 7,114	978	\$ 19,620	0.355	0.00
	5.6	1		4	30	\$ 15,695	518	\$ 22,321	0.404	0.87
		1			30	\$ 11,535	992	\$ 24,211	0.438	0.27
	5.6	1	1	4	30	\$ 21,549	586	\$ 29,038	0.526	0.87
		1	1	3	30	\$ 18,649	1,077	\$ 32,423	0.587	0.27

Ilustración 33. Simulación de resultados en HOMER de la instalación con conexión a red

Una vez obtenidos los resultados, se puede determinar que la configuración más rentable es una instalación generadora fotovoltaica. Si se utilizan baterías o aerogeneradores el COE sería más elevado, por lo que las instalaciones serían menos viables económicamente.

Al ser una instalación conectada a la red eléctrica general y que se acoge a la modalidad de compensación por excedentes, la potencia instalada óptima no sería la que proporciona HOMER con esta simulación de datos. Esto es debido a que HOMER calcula la energía que se compra y que se vende para cada configuración simulada, y esta compra y venta se puede limitar, pero para saber lo que se debe limitar se deben hacer los cálculos a mano.

Todo esto se debe a que en la modalidad de compensación de excedentes no se puede compensar toda la energía sobrante, está limitada. Todo esto se explica en el apartado “6.3. Compensación de excedentes” y la elección de la potencia instalada en el apartado “6.4. Potencia instalada”.

6.3. Compensación de excedentes

El autoconsumo con excedentes es una modalidad de suministro de las instalaciones generadoras interconectadas, es decir, las instalaciones donde existe una conexión con la Red de Distribución Pública y normalmente están trabajando en paralelo con ella. En este caso, la instalación inyecta la energía excedentaria que produce a la red eléctrica. Esta modalidad se divide en otras dos modalidades:

- Modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada: Esta modalidad contempla aquellas instalaciones mayores de 100 kW, cuyos excedentes van a ser volcados a la red pero en régimen de venta, no de compensación.
- Modalidad con excedentes acogidos a compensación: Es la utilizada en el presente proyecto. Engloba las instalaciones con potencias instaladas inferiores a 100 kW. En esta modalidad, la comercializadora eléctrica compensará en la factura eléctrica el excedente de energía que la instalación generadora vierta a la red. Cabe destacar que solo se pueden acoger a esta modalidad las instalaciones cuya fuente o fuentes de energía primaria sean de origen

renovable. Al ser la fuente de energía primaria en el proyecto energía solar fotovoltaica, se cumple este requisito.

Para entender cómo funciona el mecanismo de compensación por excedentes, primero se representarán los costes del contrato eléctrico.

	Coste Total energía(€/kWh)	Peaje de acceso energía (€/kWh)	Coste de energía (€/kWh)	Coste de la potencia (€/kW/día)
<i>Horas Punta</i>	0,144766	0,062012	0,082754	0,115187
<i>Horas Valle</i>	0,064874	0,002215	0,062659	0,115187

Tabla 24. Costes del contrato eléctrico con tarifa 2.0DHA

El descuento por compensación de excedentes es el resultado de calcular el valor económico de la energía que se haya consumido de la red y restarle el valor económico de la energía que se haya vertido. Aquí hay que tener dos factores en cuenta:

- El peaje de acceso por la energía contratada de la red no está sujeto a compensación, es decir, lo que se paga por el peaje de acceso no se puede compensar vertiendo energía a red, sino que depende únicamente de la energía que se haya consumido de la red eléctrica sin posibilidad de reducción por vertido.
- El precio proveniente del coste de energía será el que está sujeto a compensación, pero habrá que tener en cuenta que la compensación llegará hasta que el valor del término de energía facturada por coste de energía sea igual a cero. De esta forma, en caso de que se vierta más energía que lo que proporciona el valor cero del término de energía, ésta no será compensada y se verterá a la red sin ningún tipo de retribución económica.

A continuación se muestra un ejemplo para la instalación simulada con potencia fotovoltaica de 2,8 kW. Para realizar el cálculo se deben exportar los datos de HOMER a Excel de las compras a red realizadas y la energía vertida. De esta forma se obtienen los valores de la energía que se compraría y que se vertería en cada hora del año 2019, y se podría realizar el cálculo de la factura eléctrica y de la compensación realizada en cada periodo de facturación del año. Únicamente se realizarán los cálculos del término de energía, ya que el término de potencia no está acogido a compensación de excedentes y se ha calculado anteriormente (el valor del término de potencia anual del contrato eléctrico es 294,10 €). El cálculo del término de energía de la factura eléctrica se ha explicado en el apartado “3.4. Contrato eléctrico”, y utilizando esas ecuaciones y añadiendo la de compensación de excedentes se obtienen los resultados de la factura con compensación simplificada.

$$\begin{aligned}
 \text{Energía que se puede compensar} &= \frac{\text{Facturación por coste de la energía}}{\text{Precio}_{\text{venta}}} \\
 &= \frac{\text{Facturación por coste de la energía}}{0,04509}
 \end{aligned}$$

Periodos de facturación	Energía Comprada (kWh)	Facturación por peaje de acceso (€)	Facturación por coste de la energía (€)	Energía que se puede compensar (kWh)	Energía Vertida (kWh)
Del 01/01/2019 al 15/01/2019	146,017	4,93	10,70	237,238	57,192
Del 16/01/2019 al 15/02/2019	257,903	10,06	19,35	429,092	154,012
Del 16/02/2019 al 15/03/2019	185,409	9,30	14,61	323,936	189,172
Del 16/03/2019 al 13/04/2019	198,74	9,00	15,80	350,368	187,309
Del 14/04/2019 al 12/05/2019	118,338	4,48	8,83	195,850	291,887
Del 13/05/2019 al 15/06/2019	105,101	4,32	7,96	176,504	429,318
Del 16/06/2019 al 14/07/2019	141,963	6,59	11,00	244,030	324,503
Del 15/07/2019 al 13/08/2019	209,668	9,96	16,33	362,160	290,149
Del 14/08/2019 al 14/09/2019	135,593	5,11	10,11	224,291	275,556
Del 15/09/2019 al 14/10/2019	140,191	5,62	10,57	234,420	255,874
Del 15/10/2019 al 10/11/2019	217,023	9,16	16,51	366,257	123,040
Del 11/11/2019 al 10/12/2019	294,943	10,65	21,84	484,335	135,123
Del 11/12/2019 al 31/12/2019	176,775	6,51	13,13	291,251	85,648
TOTAL ANUAL	2.327,664	95,69	176,74	3.919,730	2.798,783

Tabla 25. Cálculos compensación de excedentes (1)

La energía compensada se determinará en función de la energía vertida y la energía que se puede compensar, de forma que si la energía vertida es mayor o igual a la energía que se puede compensar, la energía compensada se limitará a la máxima que se puede compensar. En caso de que la vertida sea menor, la energía compensada será toda la energía vertida a la red.

$$\text{Compensación} = \sum(\text{EnergíaVertida}_i * \text{Precio}_{\text{venta}}) = \sum(\text{EnergíaVertida}_i * 0,04509)$$

$$\text{Término de energía sin impuestos con compensación} = \text{Facturación por peaje de acceso} + \text{Energía que se puede compensar} - \text{Compensación}$$

$$\text{Término de energía con impuestos con compensación}$$

$$= \text{Término de energía sin impuestos con compensación} * (1 + IE) * (1 + IVA)$$

$$= \text{Término de energía sin impuestos con compensación} * 1,0511269632 * 1,21$$

Periodos de facturación	Energía compensada (kWh)	Compensación (€)	Término de energía sin impuestos con compensación (€)	Término de energía con impuestos con compensación (€)
Del 01/01/2019 al 15/01/2019	57,192	2,58	13,05	16,59
Del 16/01/2019 al 15/02/2019	154,012	6,94	22,46	28,57
Del 16/02/2019 al 15/03/2019	189,172	8,53	15,38	19,56
Del 16/03/2019 al 13/04/2019	187,309	8,45	16,35	20,80
Del 14/04/2019 al 12/05/2019	195,850	8,83	4,48	5,69
Del 13/05/2019 al 15/06/2019	176,504	7,96	4,32	5,49
Del 16/06/2019 al 14/07/2019	244,030	11,00	6,59	8,38
Del 15/07/2019 al 13/08/2019	290,149	13,08	13,21	16,80
Del 14/08/2019 al 14/09/2019	224,291	10,11	5,11	6,50
Del 15/09/2019 al 14/10/2019	234,420	10,57	5,62	7,15
Del 15/10/2019 al 10/11/2019	123,040	5,55	20,12	25,60
Del 11/11/2019 al 10/12/2019	135,123	6,09	26,39	33,57
Del 11/12/2019 al 31/12/2019	85,648	3,86	15,78	20,07
TOTAL ANUAL	2.296,739	103,56	168,87	214,77

Tabla 26. Cálculos compensación de excedentes (2)

A continuación se muestran de forma gráfica los datos anuales de los términos más representativos para que se visualicen los resultados de forma más clara.

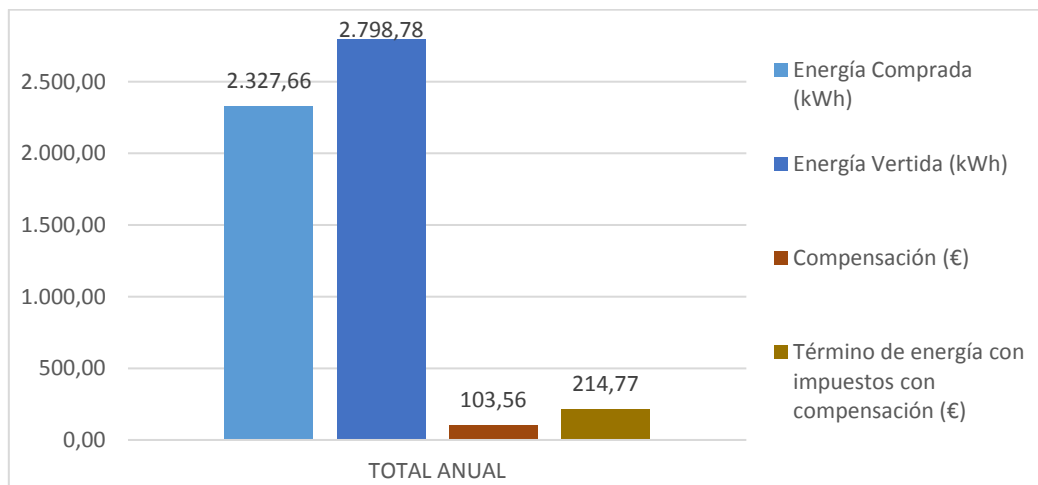


Ilustración 34. Resultados compensación de la instalación de 2,8 kW conectada a red

Estos cálculos se realizarán para las demás potencias instaladas que se quieran analizar, y se utilizará en el siguiente apartado para calcular la potencia instalada óptima de la instalación.

6.4. Potencia instalada

Para obtener la potencia instalada óptima de la instalación se debe observar el COE de las distintas potencias analizadas en el software HOMER. Se reduce el rango de potencias instaladas a 6 distintas. Esta selección se ha realizado observando los resultados proporcionados por HOMER, intuyendo que alguna de ellas obtendrá el resultado óptimo.

De estas potencias instaladas se realiza el cálculo a mano de la compensación de energía, del término de energía de la factura eléctrica y del COE, y se obtiene de HOMER el coste anualizado de cada configuración.

La anualización es el resultado de convertir unos costes con diferente valor a lo largo del tiempo de vida del proyecto en cantidades de dinero iguales entre sí a gastar cada año, siendo el efecto total el mismo en los dos casos. Esta acción la implementa HOMER sin tener la necesidad de realizar los cálculos de forma manual, por lo que se conseguirán los valores de los costes anualizados desde ahí. A los costes anualizados de HOMER habrá que descontarles los provenientes de la red eléctrica (término de energía), ya que los cálculos referidos a la misma se realizarán a mano, y al ser costes anuales que se consideran fijos o de variación despreciable cada año en la vida del proyecto, se integrarán a parte.

El cálculo de la compensación y del término de energía se ha explicado en el apartado anterior, y el COE se ha calculado de la siguiente manera:

$$\text{Coste anualizado} = \text{Coste anualizado}_{\text{sin término de energía}_{\text{HOMER}}} + \text{Término de energía}$$

$$\text{COE} = \frac{\text{Coste anualizado}}{\text{Demanda energética anual}} = \frac{\text{Coste anualizado}}{4.322,887} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

Potencia fotovoltaica instalada y de inversor	Compensación (€)	Término de energía (€)	Coste anual sin TE (€)	COE (€/kWh)
2.0kW_3kW	71,32	284,52	571	0,19790
2.4kW_3kW	91,44	242,95	599	0,19477
2.8kW_3kW	103,56	214,77	627	0,19473
3.2kW_3kW	114,31	190,69	654	0,19540
3.6kW_3kW	122,61	171,62	682	0,19746
3.6kW_4kW	122,80	171,30	686	0,19832

Tabla 27. COE de las potencias instaladas seleccionadas

Como se puede observar, la potencia fotovoltaica pico instalada que menor COE proporciona es la de 2,8 kW, junto con el inversor de 3 kW (Huawei SUN2000-3KTL-M0). Por esta razón, la potencia final instalada será la de 2,8 kW_{pico} y el inversor seleccionado el SUN2000-3KTL-M0.

6.5. Configuración de los paneles solares

En este apartado se va a estudiar y diseñar la agrupación de paneles en strings fotovoltaicos, además de la distribución de los mismos en la cubierta de la nave industrial.

Para ello habrá que tener en cuenta el número de paneles utilizados en la instalación.

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica instalada}}{\text{Potencia pico por panel}} = \frac{2,8}{0,4} = 7 \text{ paneles}$$

6.5.1. Agrupación de paneles fotovoltaicos en strings

Para realizar una correcta agrupación de paneles se debe permitir el funcionamiento óptimo del inversor y minimizar las pérdidas del efecto Joule en los conductores. Existirá un número máximo y mínimo de paneles que se pueden conectar al inversor en función de las características de ambos elementos.

En los cálculos se tendrá en cuenta el efecto de la temperatura en el panel, ya que la temperatura de trabajo de las células del panel varía en función de la temperatura ambiente, y esto repercute en el funcionamiento del panel.

El número máximo de paneles fotovoltaicos conectados en serie al inversor está limitado por el concepto de que la máxima tensión del string fotovoltaico sea menor o igual a la tensión de entrada máxima admitida por el inversor. Esto se representa de la siguiente forma:

$$N_{S_{MAX}} \leq \frac{V_{DC_{MAX}}}{V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN})}$$

Siendo:

- $N_{S_{MAX}}$ → Número máximo de módulos en serie admisible.
- $V_{DC_{MAX}}$ → Tensión de entrada máxima admitida por el inversor. Para el inversor seleccionado su valor es 1.100 V.
- $V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN})$ → Tensión de circuito abierto en condiciones de radiación estándar (1.000 W/m²) y de mínima temperatura de las células del módulo. Se realiza en estas condiciones ya que de esta forma es la máxima tensión que se puede producir en el módulo fotovoltaico.

Se realiza en condiciones de temperatura mínima debido a que el coeficiente de temperatura de la tensión del panel, al ser negativo, provoca que por cada grado que el panel reduzca su temperatura de trabajo, se incremente la tensión que genera, por lo que en condiciones de temperatura baja la tensión de circuito abierto de los strings podría superar los límites del inversor. Esto también sucedería a la inversa, por lo que para calcular el número de paneles mínimo a conectar en serie al inversor se utilizarían condiciones de temperatura máxima.

Como se puede observar, faltan dos valores por conocer en la ecuación anterior, que son la temperatura mínima de trabajo que alcanzan las células del panel y la tensión en circuito abierto del panel en las condiciones descritas. Ambos se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$T_{MIN} = T_{a_{MIN}} + \frac{NOCT - T_{a_{NOCT}}}{G_{NOCT}} * G_{STC}$$

Siendo:

- T_{MIN} → Temperatura mínima de trabajo de las células del panel fotovoltaico.
- $T_{a_{MIN}}$ → Temperatura ambiente mínima. Se obtiene de los datos de temperatura adquiridos anteriormente y su valor es de 0,37 °C.
- $NOCT$ → Temperatura nominal de la célula, con valor 45 °C. Se define como a temperatura alcanzada por las células solares en condiciones de irradiancia de 800 W/m² (G_{NOCT}) con

distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20 °C ($T_{a_{NOCT}}$) y velocidad del viento de 1 m/s.

- G_{STC} → Irradiancia media en condiciones estándar, con valor 1.000 W/m².

$$T_{MIN} = 0,37 + \frac{45 - 20}{800} * 1.000 = 31,62 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Una vez obtenida la temperatura mínima del panel se puede calcular la tensión de circuito abierto para las condiciones descritas antes.

$$V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{OC_STC} + (T_{MIN} - 25) * \beta_V$$

Siendo:

- V_{OC_STC} → Tensión de circuito abierto en condiciones estándar (25 °C y 1.000 W/m²), con valor 49,8 V.
- β_V → Coeficiente de corrección de temperatura de circuito abierto del panel. Tiene un valor de -0,28 %/°C, o -0,13944 V/°C.
- T_{MIN} → Temperatura mínima de trabajo de las células del panel fotovoltaico.

$$V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = 49,8 + (31,62 - 25) * (-0,13944) = 48,88 \text{ V}$$

Una vez obtenidas las incógnitas que faltaban de la primera ecuación del apartado, se calcula el máximo número de paneles que se pueden conectar al inversor sin que este se dañe.

$$N_{S_{MAX}} \leq \frac{V_{DC_{MAX}}}{V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN})} = \frac{1.100}{48,88} = 22,51 \rightarrow N_{S_{MAX}} = 22 \text{ Paneles}$$

El valor máximo del rango de tensión de potencia máxima de MPPT es de 850 V. Para saber el número de paneles en serie por string para asegurar no pasarse del valor de voltaje del seguimiento de máxima potencia del MPPT se utiliza este valor como $V_{DC_{MAX}}$ en la ecuación anterior.

$$N_{S_{MAX-MPPT}} \leq \frac{V_{DC_{MAX-MPPT}}}{V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN})} = \frac{850}{48,88} = 17,39 \rightarrow N_{S_{MAX}} = 17 \text{ Paneles}$$

Para calcular el número mínimo de paneles que se pueden conectar en serie el inversor elegido se utilizarán las mismas ecuaciones que para calcular el número de paneles máximo pero cambiando ciertos valores.

Para empezar, la evaluación se debe realizar con la temperatura máxima de trabajo de las células del panel fotovoltaico. Para ello se debe conocer la temperatura máxima del año 2019, cuyo valor es 36,67°C.

$$T_{MAX} = T_{a_{MAX}} + \frac{NOCT - T_{a_{NOCT}}}{G_{NOCT}} * G_{STC} = 36,67 + \frac{45 - 20}{800} * 1.000 = 67,92 \text{ } ^\circ\text{C}$$

A continuación se calcula la tensión de máxima potencia en condiciones de radiación estándar (1.000 W/m²) y de máxima temperatura de las células del módulo.

$$V_{PMP}(G_{STC}, T_{MAX}) = V_{PMP_STC} + (T_{MAX} - 25) * \beta_V = 41,7 + (67,92 - 25) * (-0,13944) = 35,72 \text{ V}$$

Por último se obtiene el número mínimo de paneles a conectar en serie para garantizar el funcionamiento del inversor. La tensión mínima de entrada del inversor en la parte de corriente continua es 200 V.

$$N_{S_{MIN}} \geq \frac{V_{DC_{MIN}}}{V_{PMP}(G_{STC}, T_{MAX})} = \frac{200}{35,72} = 5,59 \rightarrow N_{S_{MIN}} = 6 \text{ Paneles}$$

Según la ficha técnica, el valor mínimo del rango de tensión de potencia máxima del MPPT (140 V) es menor que la tensión de entrada mínima en el inversor (200 V) y como solo se va a utilizar una entrada MPPT en este proyecto, la condición más restrictiva es la de entrada mínima en el inversor, así que se tomará como referencia.

El rango de paneles a considerar para conectar en serie al inversor es de 6 a 17 paneles.

Una vez calculados los paneles a conectar en serie, se deberán determinar los strings que se pueden conectar en paralelo. El número máximo de strings que se pueden conectar en paralelo viene determinado por el parámetro de máxima intensidad admitida por el inversor. En este caso, se coge el valor de máxima tensión admitida por el MPPT del inversor.

$$N_{P_{MAX}} \leq \frac{I_{DC_{MAX}}}{I_{SC}(G_{STC}, T_{MAX})}$$

Siendo:

- $I_{DC_{MAX}}$ → Intensidad o corriente máxima de entrada al inversor, con un valor de 11 A.
- $I_{SC}(G_{STC}, T_{MAX})$ → Intensidad de cortocircuito en condiciones de radiación estándar y temperatura máxima de trabajo de las células del panel fotovoltaico.

En el caso de la corriente, la corrección por temperatura ocurre a la inversa que en la tensión, ya que al ser positivo el coeficiente de corrección de la corriente, provoca que por cada grado que el panel aumente su temperatura de trabajo, se incremente la corriente que genera. Esto provoca que el aumentar la corriente de cortocircuito del panel, la limitación de conectar paneles en paralelo al inversor sea menor.

$$I_{SC}(G_{STC}, T_{MAX}) = I_{SC_{STC}} + \alpha_I * (T_{MAX} - 25)$$

Siendo:

- $I_{SC_{STC}}$ → Intensidad o corriente de cortocircuito en condiciones estándar del panel, cuyo valor es 10,36 A.
- α_I → Coeficiente de corrección de corriente, cuyo valor en el panel fotovoltaico seleccionado es de 0,048 %/°C, o 0,0049728 A/°C.
- T_{MAX} → Temperatura máxima de trabajo que alcanzan las células fotovoltaicas del panel en función de la temperatura ambiente. Ha sido calculada anteriormente.

$$I_{SC}(G_{STC}, T_{MAX}) = I_{SC_{STC}} + \alpha_I * (T_{MAX} - 25) = 10,36 + 0,0049728 * (67,92 - 25) = 10,57 \text{ A}$$

Una vez resueltas las incógnitas, se calcula el número de paneles máximo que se pueden conectar en paralelo al inversor.

$$N_{P_{MAX}} \leq \frac{11}{10,57} = 1,04 \rightarrow N_{P_{MAX}} = 1 \text{ Panel}$$

Se determina que no se pueden conectar paneles en paralelo al inversor Huawei SUN2000-3KTL-M0.

Por consiguiente, los 7 paneles utilizados en la instalación fotovoltaica deben estar conectados en serie, y como se ha calculado anteriormente, el rango de paneles a considerar para conectar en serie al inversor son de 6 a 17, por lo que los 7 paneles conectados en serie entran en el rango.

La conclusión es que en la instalación fotovoltaica existirá un string fotovoltaico formado por 7 módulos conectados en serie al inversor.

Cabe destacar también que la potencia activa máxima en la entrada fotovoltaica es de 4.500 Wp, por lo que la potencia máxima otorgada por los paneles debe ser menor que esta.

$$P_{MAX_{Inversor}} \leq P_{pico_{Panel}} * n^{\circ}paneles$$

$$4.500 \leq 400 * 7$$

$$4.500 \text{ Wp} \leq 2.800 \text{ Wp}$$

Como se puede observar la condición se cumple, y ya se podría afirmar con total rotundidad que es posible conectar 7 paneles fotovoltaicos JKM400M-72H-V en serie al inversor solar Huawei SUN200-3KTL-M0.

6.5.2. Disposición de los paneles fotovoltaicos

Al tener la nave industrial una cubierta con espacio, se decide colocar los paneles ahí, más concretamente en la cara de la cubierta con orientación sureste.

En función de la dimensión de la cara de la cubierta y de la dimensión de los paneles, se analizará la mejor forma de colocar los módulos fotovoltaicos. Las dimensiones de la cubierta sureste y los paneles son las siguientes:

	Ancho (m)	Largo (m)
Cubierta sureste	6,5	40
Panel fotovoltaico	1,002	2,008

Tabla 28. Dimensiones de la cubierta sureste y los paneles fotovoltaicos

Analizando las dimensiones se decide probar colocar los paneles haciendo coincidir el largo del panel con el ancho de la cubierta sureste. Los paneles que caben se obtienen mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Número de paneles} \leq \frac{\text{Ancho de la cubierta sureste}}{\text{Largo del panel}} = \frac{6,5}{2,008} = 3,24$$

$$\text{Número de paneles} = 3$$

Una vez obtenido este resultado, la disposición de los paneles en la cubierta será la que se muestra a continuación:



Ilustración 35. Disposición de los paneles en la cubierta de la nave industrial en la instalación con conexión a la red eléctrica

6.6. Cálculo del cableado

En el proyecto, existirá una parte destinada a la instalación eléctrica encargada de transportar la energía generada en los paneles fotovoltaicos en forma de electricidad a un punto donde se conecte con la instalación eléctrica existente en la nave industrial y la red eléctrica de distribución pública. La nueva instalación eléctrica necesitará un diseño, un dimensionamiento de la misma y la elección de un cableado acorde con la legislación.

En cuanto a la elección del cableado, como ya se ha explicado en el apartado “5.7. Cableado y canalizaciones”, se elige un cable acorde con la ITC-BT-28, que sería el cable eléctrico H07Z1-K CPR. Las razones se exponen en ese apartado.

En referencia al diseño, realizando mediciones físicas y con ayuda del software autocad se puede analizar y visualizar el recorrido que va a tener el cableado y dónde van a estar ubicados los elementos de la instalación. En los planos se representan estos diseños.

Para dimensionar el cableado de la instalación se utilizará lo expuesto en el punto 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Esta norma expone que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima del generador. También que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

La instalación eléctrica se diferenciará en dos partes:

- Parte de corriente continua: Comprende la parte de la instalación eléctrica que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor solar. Aquí la energía se transportará en forma de corriente continua.
- Parte de corriente alterna: Comprende la parte de la instalación eléctrica que va desde el inversor solar hasta el cuadro eléctrico de la nave industrial, que será el punto que une la nueva instalación con la instalación eléctrica existente del local y la red eléctrica de distribución pública.

Teniendo esto en cuenta esto y lo que dice la norma ITC-BT-40, existe cierta ambigüedad para decidir qué cantidad de caída de tensión corresponde para una parte de la instalación o para otra. Para aclarar esta duda, se consulta el apartado 5.5.2 del “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA (PCT-C-REV – julio 2011)”, donde dice que: “los conductores en el cableado de corriente continua serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y

calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea no superior al 1,5%”.

Consultando esta aclaración, se puede estimar que la caída de tensión en el apartado de continua debe ser inferior o igual al 1,5%, y que si se considera el inversor como el generador, la caída de tensión en la parte de alterna también debe ser no superior 1,5%, por lo que de esta forma se cumpliría también lo descrito en la norma ITC-BT-40. Un resumen de las caídas de tensión admisibles en cada parte de la instalación eléctrica sería el siguiente:

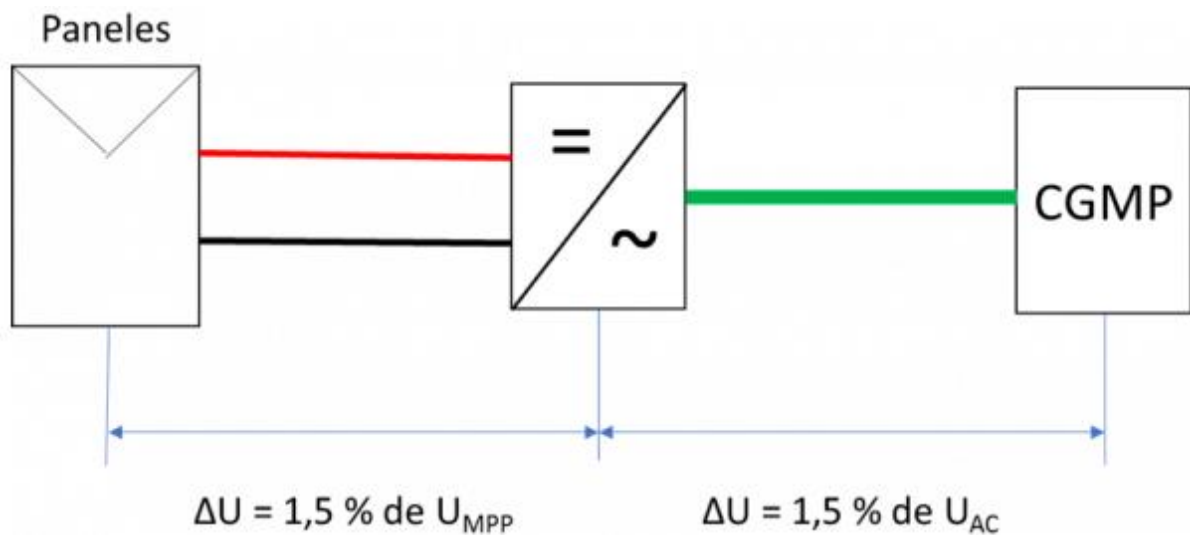


Ilustración 36. Caídas de tensión máximas en cada parte de la instalación eléctrica

Se utilizarán dos criterios para el dimensionamiento de la sección de los conductores de la instalación eléctrica:

- Criterio de caída de tensión
- Criterio térmico

6.6.1. Criterio de caída de tensión

En el criterio de caída de tensión se calculará la caída de tensión del cable en un tramo en función de ciertos parámetros. La idea es limitar esta caída a la que se desea, y dimensionar la sección del conductor para que no se llegue a esa caída de tensión en condiciones límite.

Se deberá aplicar este criterio para el tramo de corriente continua y corriente alterna de la instalación. Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

$$\text{Corriente Continua} \rightarrow \Delta V = \frac{I * L_T}{S * V * k}$$

$$\text{Corriente Alterna} \rightarrow \Delta V = \frac{\sqrt{3} * I * L_T}{S * V * k}$$

Siendo:

- S → Sección del cable (mm²)
- ΔV → Caída de tensión (%)
- L_T → Longitud total de la línea (m)

- $I \rightarrow$ Intensidad de la línea (A)
- $V \rightarrow$ Tensión de la línea (V)
- $\kappa \rightarrow$ Conductividad del cobre ($56 \text{ m/mm}^2/\Omega$)

Los parámetros de intensidad y tensión se calculan en la parte de corriente continua en función del número de paneles que haya y las características del panel. Al estar los paneles conectados en serie, la tensión en la línea de continua será el número de paneles por la tensión máxima del panel, mientras que la intensidad será la máxima del panel.

$$V_{\text{continua}} = n^{\circ}\text{paneles}_{\text{serie}} * V_{\text{mp}} = 7 * 41,7 = 291,9 \text{ V}$$

$$I_{\text{continua}} = n^{\circ}\text{paneles}_{\text{paralelo}} * I_{\text{mp}} = 1 * 9,6 = 9,6 \text{ A}$$

En cuanto al tramo de corriente alterna, la intensidad corresponde con la intensidad máxima de salida del inversor, ya que se dimensiona para condiciones nominales, y la tensión corresponde con la tensión a la que trabaja la red eléctrica de la nave industrial.

$$V_{\text{alterna}} = 400 \text{ V}$$

$$I_{\text{alterna}} = 5,1 \text{ A}$$

La longitud de cada parte se obtiene realizando mediciones y con ayuda de autocad. A continuación se muestran las mediciones realizadas para cada parte y se hace un redondeo al alza.

Partes de la instalación	Tramos	Longitud (m)	Suma de los tramos	Longitud Total en metros (redondeo al alza)
Parte de Continua	Módulo 1 a Módulo 2	2,18	31,18	32
	Módulo 2 a Módulo 3	2,18		
	Módulo 3 a Módulo 4	0,86		
	Módulo 4 a Módulo 5	2,18		
	Módulo 5 a Módulo 6	2,18		
	Módulo 6 a Módulo 7	0,86		
	Módulo 1 a Inversor	10,22		
	Módulo 7 a Inversor	10,52		
Parte de Alterna	Inversor a Cuadro eléctrico	10,4	10,4	11

Tabla 29. Longitudes de las líneas del cableado de la instalación eléctrica con conexión a red

Para calcular correctamente el dimensionamiento se debe realizar con las secciones normalizadas de los conductores eléctricos, que se pueden consultar en la "Ilustración 37. Intensidades máximas admisibles según la UNE-HD 60364-5-52: 2014". Las secciones empleadas serán las inmediatamente superiores al valor de la tensión obtenida para una caída de tensión del 1,5% en esa línea, que es el valor proporcionado en la ITC-BT-40. Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Tramos de la instalación eléctrica	Longitud (m)	ΔV máxima (%)	Intensidad (A)	Tensión (V)	K ($\text{mm}^2/\text{m}/\Omega$)	Sección teórica (mm^2)	Sección normalizada (mm^2)	ΔV real (%)
Parte de continua	32	1,5%	9,6	291,9	56	1,25	1,5	1,25%
Parte de alterna	11	1,5%	5,1	400	56	0,29	1,5	0,29%

Tabla 30. Cálculos del criterio de caída de tensión de la instalación eléctrica con conexión a red

Como se puede observar, según el criterio de caída de tensión el dimensionamiento de la sección de los conductores de ambos tramos de la instalación será de $1,5 \text{ mm}^2$, y se comprueba que la caída de tensión producida en ambos tramos con esa sección normalizada es menor al 1,5%.

6.6.2. Criterio térmico

El criterio térmico consiste en que el conductor debe ser capaz de soportar la corriente que circule por él y no se sobrecaliente.

$$I_D < I_Z$$

Siendo:

- $I_D \rightarrow$ Intensidad de diseño
- $I_Z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible del conductor para las condiciones de la instalación

Como ya se ha dicho, el punto 5 de la ITC-BT-40 establece que en estas instalaciones los conductores deben soportar al menos el 125% de la intensidad máxima alcanzada por la línea, por lo que la intensidad de diseño será el 125% de la corriente máxima que pueda circular en cada tramo de la instalación.

$$I_{\text{diseño}_{\text{continua}}} = 1,25 * I_{\text{continua}} = 1,25 * 9,6 = 12 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño}_{\text{alterna}}} = 1,25 * I_{\text{alterna}} = 1,25 * 5,1 = 6,375 \text{ A}$$

La intensidad máxima admisible se obtiene de las tablas B.52-1 y C.52-1 bis de la UNE-HD 60364-5-52: 2014. Aquí también podrán visualizarse las secciones normalizadas de los conductores de cobre, que según la ITC-BT-40 son los que se deben utilizar.

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna					
		Intensidad admisible para los circuitos simples					
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR			
		Número de conductores					
		2	3	2	3		
	Local	Conductores aislados en un conductor en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local	Cable multiconductor en un conductor en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
		Conductores aislados en un conductor sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
		Cable multiconductor en un conductor sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 9b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
		Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
		Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces al diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
		Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
		Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)
 Cobre: $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$; Aluminio: $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$
 Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70^\circ\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,20$; $\theta = 90^\circ\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,28$

POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):
 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

FACTORES DE MAYORACIÓN K_{θ} : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)

Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																			
	PVC 3			PVC 2			XLPE 3			XLPE 2			XLPE 1							
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
A1																				
A2																				
B1																				
B2																				
C																				
E																				
F																				
Sección mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240					
Cobre	11	15,5	20	25	33	45	63	86	115	155	205	265	335	425	555	715	915	1165	1485	1885
Aluminio	11,5	17	22	28	37	50	70	95	130	175	235	305	385	495	645	845	1095	1415	1815	2315

Ilustración 37. Intensidades máximas admisibles según la UNE-HD 60364-5-52: 2014

Para poder obtener la intensidad máxima admisible se debe conocer el tipo de instalación que se va a tener en el proyecto. Se decide que el cable, en la zona de la cubierta, se introducirá en un tubo corrugado que lo transportará hasta el interior de la nave industrial. Una vez dentro de la nave, el transporte se realizará mediante canaleta blanca por la pared del local. Al tratarse de un cable tipo monoconductor, la instalación coincide con la instalación de referencia tipo B1.

Para la parte de continua, al haber un conductor positivo y otro negativo, el número de conductores en este tramo serán 2, mientras que en la parte de alterna, al ser una configuración trifásica habrá 3 conductores.

Como se puede observar en las características del cable, el mismo será un conductor aislado (unipolar) y tendrá un aislamiento termoestable, por lo que se deben observar las columnas con aislamiento XLPE o EPR.

Una vez realizadas estas conclusiones y observando la tabla B.52-1, se puede concluir que en el tramo de continua se corresponde la columna 10b y de la parte de alterna la columna 8b de la tabla C.52-1 bis. Con las columnas de esta tabla y observando la parte de conductor de cobre ya se pueden analizar las intensidades admisibles y sus secciones normalizadas.

Por último quedaría realizar las correcciones de intensidad en caso de que se necesiten. Algunas de las correcciones más usuales son las realizadas por acción solar directa, por temperatura en intemperie o por agrupamiento de varios circuitos de strings.

En este caso, la única corrección a realizar será la de acción temperatura en la parte de continua de la instalación, mientras que en la parte de alterna no se realizará ninguna corrección. Esto es debido a que no existe radiación solar directa y no se conectan entre sí circuitos de strings fotovoltaicos, además de más correcciones que no coinciden con las características de esta instalación.

La temperatura a considerar será de 50 °C, ya que aunque la máxima temperatura ambiente del año 2019 no llegue a ese valor, al tener los módulos fotovoltaicos puestos coplanarmente sobre la cubierta y los conductores pasan por debajo de los módulos, puede existir un sobrecalentamiento.

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57	
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78	

Ilustración 38. Corrección de temperatura en los conductores de la instalación eléctrica

Observando los valores de la “Ilustración 38. Corrección de temperatura en los conductores de la instalación eléctrica” se puede determinar que la corrección para una temperatura de 50 °C y un aislamiento termoestable es de 0,9.

A continuación se muestran los cálculos del criterio térmico:

$$I_z \text{ corregida} = I_z * \text{Corrección}$$

Tramo	I_D	Corrección	Sección normalizada (mm ²)	I_z	I_z corregida
Parte de continua	12	0,9	1,5	20	18
Parte de alterna	6,375	1	1,5	17,5	17,5

Tabla 31. Cálculos del criterio térmico de dimensionamiento de los conductores en la instalación con conexión a red

Como se puede observar, en ambos casos se cumple la condición de que la intensidad de diseño es menos que la intensidad admisible, por lo que se puede afirmar que de esta forma se cumple el criterio térmico.

Una vez calculados los resultados de los dos criterios, se comparan las secciones normalizadas obtenidas y se escoge la más restrictiva, es decir, la mayor. De esta forma se da por finalizado el cálculo del dimensionamiento de los conductores activos.

Tramo	Criterio de caída de tensión	Criterio térmico	Sección dimensionada (mm ²)
Parte de continua	1,5	1,5	1,5
Parte de alterna	1,5	1,5	1,5

Tabla 32. Sección normalizada de los conductores de la instalación con conexión a red

6.6.3. Instalación de puesta a tierra

En último lugar quedaría realizar el dimensionamiento del cable de protección. Según la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, la finalidad de las puestas a tierra es limitar la tensión respecto a tierra que pueden presentar todas las masas metálicas de la instalación, asegurar la acción de las protecciones y disminuir el riesgo de avería de materiales. Los elementos que forman la instalación de puesta a tierra son los siguientes:

Tomas de tierra

Son los electrodos formados por picas, tubos y otras estructuras en contacto con el terreno encargados de derivar cualquier corriente de fuga que aparezca en la instalación. Se utilizan las tomas de tierra ya existentes para la instalación eléctrica interior de la nave industrial.

Conductores de tierra

Conductores que unen los electrodos de las tomas de tierra con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizan los existentes en la nave.

Borne de puesta a tierra

Une los conductores de tierra con los conductores de protección de la instalación. Se utilizan los existentes en la nave.

Conductores de protección

Conductores que conectan las masas de la instalación a los elementos de protección y al borne de puesta a tierra. Al tener que conectar las masas de la nueva instalación eléctrica se deberán dimensionar. Para ello se utiliza la siguiente tabla:

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

Tabla 33. Secciones conductores de protección

En la instalación fotovoltaica con conexión a red las únicas masas que se deben conectar a tierra son: los paneles fotovoltaicos, la estructura metálica que sujeta los paneles y el inversor. Al estar toda la instalación dimensionada con conductores activos de $1,5 \text{ mm}^2$, no habrá dudas para dimensionarlos, y los conductores de protección serán de $1,5 \text{ mm}^2$.

$$S = 1,5 < 16 \rightarrow S_p = 1,5 \text{ mm}^2$$

6.7. Protecciones

Como ya se ha apuntado en el apartado "5.8. Protecciones" del proyecto, las instalaciones eléctricas requieren de sus correspondientes protecciones. En el punto 7 de la norma ITC-BT-40 se determina sobre qué mínimos riesgos eléctricos deben actuar las protecciones. De esta forma se garantizará la seguridad de los elementos que componen la instalación fotovoltaica así como del personal que pueda estar en contacto con la misma.

La instalación incorporará elementos protectores en sus dos tramos, es decir, en el tramo de corriente continua y en el de corriente alterna.

Los dispositivos protectores protegerán contra los siguientes riesgos eléctricos, en los cuales se incluyen los señalados en la norma ITC-BT-40 y se añade alguno más considerado por el proyectista en base a su experiencia.

Riesgos eléctricos	Descripción
Sobreintensidad	Situación en la que una intensidad de corriente eléctrica mayor a la prevista pasa a través de un conductor, lo cual causa una generación excesiva de calor (por el efecto Joule), y por tanto, riesgo de incendio o daños al equipo.
Sobretensión	Aumento, por encima de los valores establecidos como máximos, de la tensión eléctrica entre dos puntos de un circuito o instalación eléctrica. En la mayoría de los casos, pueden causar graves problemas a los equipos conectados a la línea, desde su envejecimiento prematuro hasta incendios o destrucción de los mismos. La protección encargada de solventar este riesgo debe actuar en un tiempo inferior a 0,5 segundos a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado, y debe conectarse entre las fases y el neutro.
Mínima tensión	A partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado la protección encargada debe actuar en un tiempo inferior a 0,5 segundos. También se debe conectar entre las fases y neutro.
Máxima y mínima frecuencia	Cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos debe haber un dispositivo encargado de actuar ante esta situación. Debe conectarse entre fases.
Contactos directos	Se refiere al contacto de un individuo directamente con partes activas de los materiales y equipos, considerando como partes activas los conductores y equipos en tensión en servicio normal.
Contactos indirectos	Se produce cuando un individuo entra en contacto con algún elemento que no forma parte del circuito eléctrico y que en condiciones normales no debería tener tensión, pero que la ha adquirido accidentalmente. Los más frecuentes se producen por un defecto de aislamiento.

Tabla 34. Enumeración y descripción de los riesgos eléctricos

6.7.1. Protecciones de corriente continua

El tramo de corriente continua corresponde con el tramo de la instalación eléctrica que va desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor. Las protecciones que protegerán al circuito de continua contra los riesgos son las siguientes.

Riesgos eléctricos	Protección	Explicación
Sobreintensidad	2 Fusibles 10A 1000VDC 10x38	La utilización de fusibles en cada string de paneles fotovoltaicos protegerá al circuito del riesgo de sobreintensidad. Los cálculos para dimensionar el tipo de fusible se realizarán posteriormente en este apartado.
Sobretensión	Descargador de sobretensiones	El inversor constará de un protector contra descargas atmosféricas, encargado de canalizar la descarga hacia tierra de tal modo que no cause daños ni a individuos ni a la instalación.
Contactos directos	Aislamiento	La protección contra los contactos directos se realiza aislando las partes activas de la instalación, tanto con el aislamiento de los conductores con tubo corrugado y canaletas como la utilización de las cajas de protección.
Contactos indirectos	Monitorización de aislamiento	El inversor contiene un detector de fallo de aislamiento, denominado monitorización de aislamiento, que protege la instalación contra contactos indirectos, de forma que cuando se detecta un fallo de aislamiento el circuito se cierra entre red y tierra.

Tabla 35. Protecciones de continua de la instalación con conexión a red

Cabe destacar que aparte se tiene un dispositivo de desconexión del lado de entrada para aislar esa parte del circuito en caso de que se requiera.

Para que la protección de los fusibles cumpla con su cometido deberá cumplir estos dos criterios:

Criterio 1

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_f \leq 1,45 * I_Z$

Siendo:

- $I_B \rightarrow$ Corriente de diseño que circula por el cable. Corresponde con la corriente de máxima potencia producida por los paneles. En este caso será de 9,6 A.
- $I_N \rightarrow$ Corriente nominal de la protección (A).
- $I_Z \rightarrow$ Corriente máxima que soporta el cable. Como ya se ha explicado en el apartado de cálculo de cableado, la tensión máxima admisible será de 18 A.
- $I_f \rightarrow$ Corriente que garantiza el funcionamiento de la protección (A).

Se busca en la tabla de intensidades nominales normalizadas de los fusibles de Baja Tensión la intensidad nominal que satisfaga esta condición:

$$9,6 \leq I_N \leq 18$$

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 36. Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT

Como se puede comprobar cumplirían la condición 1) del primer criterio las intensidades nominales de 10 A y 16 A. Se escoge la corriente nominal de 10 A.

Criterio 2

Los valores de I_f en el caso de los fusibles se obtienen de la siguiente tabla:

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 37. Valores de I_f según el calibre del fusible

Como se puede observar al ser la corriente nominal de 10 A la corriente que garantiza el funcionamiento será:

$$I_f = 2,1 * I_N = 2,1 * 10 = 21 A$$

Volviendo al criterio 1, finalmente se comprueba que se cumple la segunda condición:

$$I_f \leq 1,45 * I_z = 1,45 * 18$$

$$21 A < 26,1 A$$

Como se puede comprobar, se cumple la condición y por lo tanto los dos criterios, por lo que por ello se buscan fusibles de 10 A de intensidad normalizada, que serán los indicados en el presupuesto del proyecto.

6.7.2. Protecciones de corriente alterna

El tramo de corriente alterna corresponde con el tramo de la instalación eléctrica que va desde el inversor hasta el cuadro eléctrico general de la nave industrial. Las protecciones que protegerán al circuito de alterna contra los riesgos son las siguientes.

Riesgos eléctricos	Protección	Explicación
Sobreintensidad	Interruptor Magnetotérmico trifásico	La utilización de un interruptor magnetotérmico en la parte de corriente alterna protegerá al circuito del riesgo de sobreintensidad actuando además como elemento de corte general. Los cálculos para dimensionar el magnetotérmico se realizarán posteriormente en este apartado.
Sobretensión	Descargador de sobretensiones	El inversor constará de un protector contra descargas atmosféricas, encargado de canalizar la descarga hacia tierra de tal modo que no cause daños ni a individuos ni a la instalación, además de un protector contra sobretensiones.
Mínima tensión	Protección de sobre/bajo voltaje	El inversor dispone de una protección para su desconexión si se producen valores anómalos de tensión que superen el 1,15 de Un o sean inferiores al 0,85 Un. Esta es una condición de conexión a red establecida en el RD 1699/2011.
Máxima y mínima frecuencia	Protección de desconexión	El inversor dispone de una protección para su desconexión si se producen valores anómalos de frecuencia que superen los 50,5 Hz o sean inferiores a 48 Hz. Esta es una condición de conexión a red establecida en el RD 1699/2011.
Contactos directos	Aislamiento	La protección contra los contactos directos se realiza aislando las partes activas de la instalación, tanto con el aislamiento de los conductores canaletas como la utilización de las cajas de protección. Se utiliza la misma solución que en la parte de corriente continua.
Contactos indirectos	Interruptor Diferencial trifásico	La parte alterna del circuito eléctrico constará de un interruptor diferencial encargado de abrir el circuito cuando se detecten derivaciones de corriente a tierra. Estas derivaciones pueden producirse tanto por contactos directos como por fallos de aislamiento.

Tabla 38. Protecciones de alterna de la instalación con conexión a red

Para el dimensionamiento del interruptor magnetotérmico se tendrán en cuenta las condiciones de protección contra sobreintensidades del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión descritas también para el cálculo de fusibles, es decir:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_f \leq 1,45 * I_Z$

La diferencia es que en el caso de esta protección se cumple que:

$$I_f = 1,45 * I_N$$

De esto se deduce que la segunda condición de protección contra sobrecorrientes se cumple siempre que se cumpla la primera.

Los datos para la primera condición de la parte de alterna son los siguientes:

$$I_B = 5,1 A$$

$$I_Z = 17,5 A$$

Con los datos descritos se comprueban las condiciones.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z ; 5,1 \leq I_N \leq 17,5$$

Observando la “Tabla 36. Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT”, que también es válida para interruptores magnetotérmicos, se puede comprobar que se pueden utilizar magnetotérmicos de 6, 10 y 16 valores de intensidad nominal. Se escoge el interruptor magnetotérmico trifásico modelo SH204-C16 de 16 Amperios de intensidad nominal.

$$I_f = 1,45 * I_N = 1,45 * 16 = 23,2 A$$

La corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección magnetotérmica es de 23,2 Amperios.

6.8. Resultados de la instalación conectada a la red

En el diseño final se introducirán todos los datos conocidos de la instalación. En primer lugar, se introducirán únicamente los datos de los elementos de la instalación que se han elegido, así como sus potencias dimensionadas. En segundo lugar, se introducirán todos los costes de los elementos para cada tramo incluida la mano de obra, correspondiendo los tramos en HOMER de esta forma:

- PV: Tramo de paneles fotovoltaicos a inversor
- Converter: Tramo de inversor a Cuadro eléctrico

El desglose del presupuesto en tramos de la instalación fotovoltaica con conexión a red acogida a compensación de excedentes se puede encontrar en el documento del presupuesto del trabajo.

Cabe destacar que para conseguir que se venda monetariamente la energía que se quiere, es decir, la compensación antes calculada, se deben limitar las ventas de energía en el apartado “Grid”, “Advanced”, “Sale capacity”. La limitación que se utiliza para conseguir la aportación económica anual por venta de energía a la red que se quiere será de 1,19 kW.

Los resultados son los siguientes:

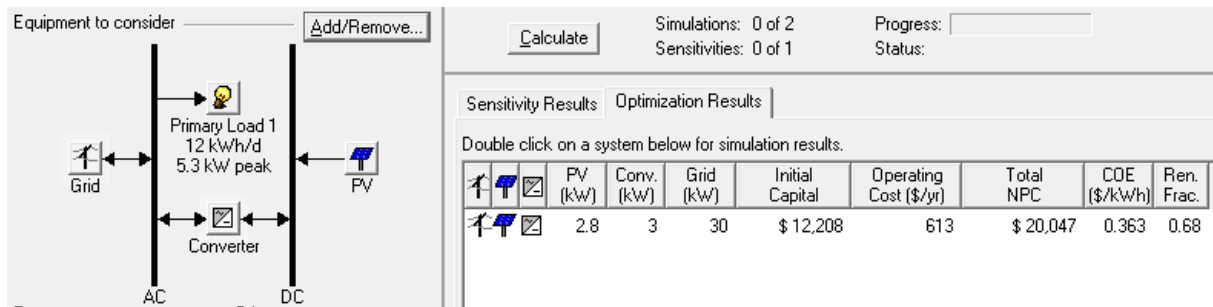


Ilustración 39. Diseño final instalación conectada a red en HOMER

Se mostrarán también los costes de la instalación, los resultados eléctricos y los resultados de energía fotovoltaica generada.

Component	Capital (\$)	O&M (\$/yr)
PV	1,711	84
Grid	0	215
Converter	1,497	5
Other	9,000	294
System	12,208	598

Ilustración 40. Costes de la instalación conectada a red

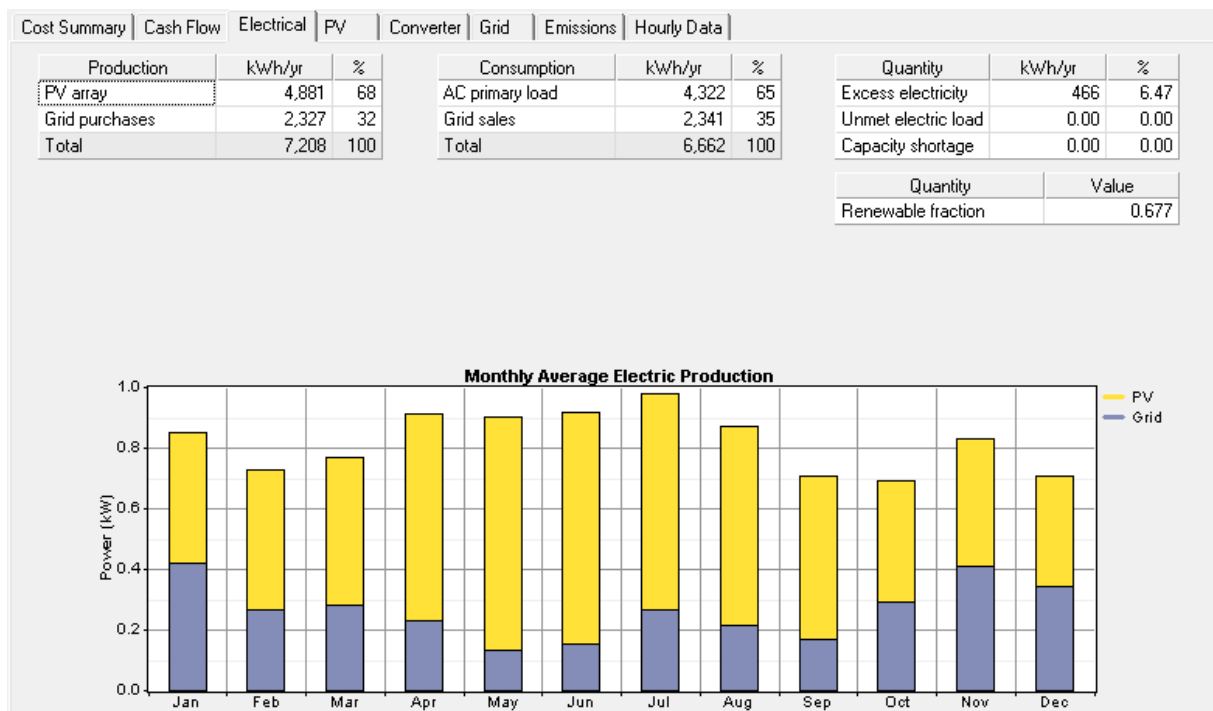


Ilustración 41. Resultados eléctricos de la instalación conectada a red

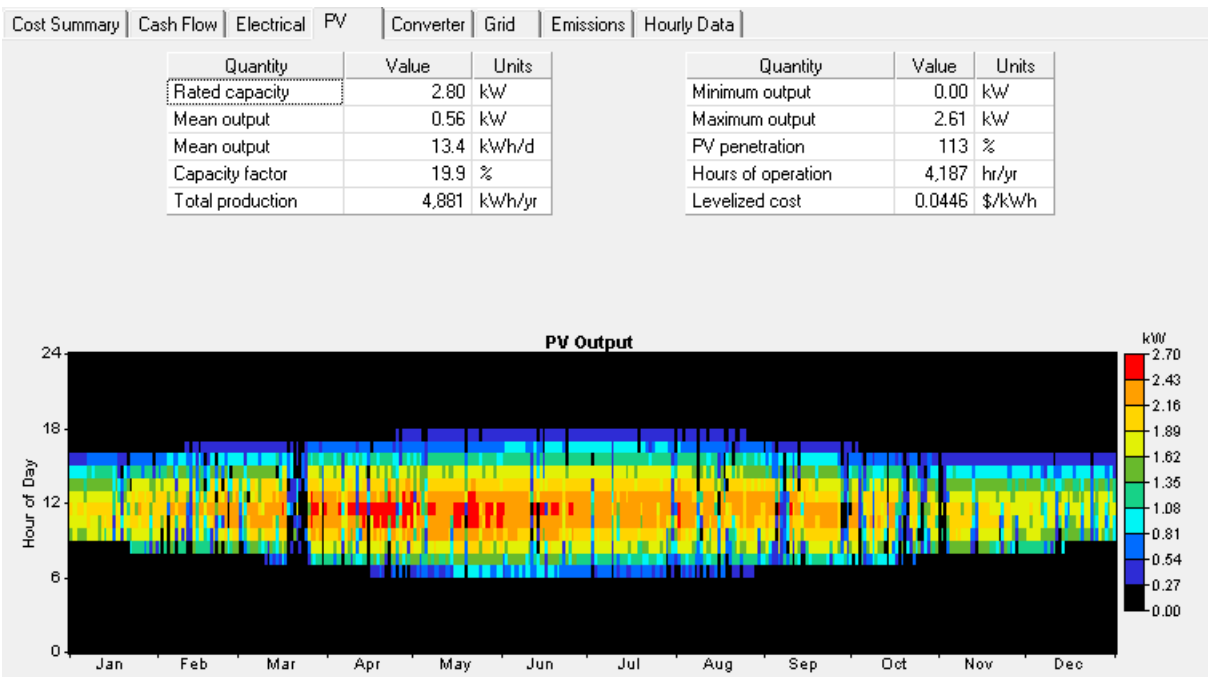


Ilustración 42. Resultados producción energía fotovoltaica en instalación conectada a red

7. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN AISLADA DE LA RED ELÉCTRICA

En este apartado se va a realizar el diseño de la instalación renovable aislada de la red eléctrica general.

Al igual que en la otra instalación, se tendrán que realizar estudios, cálculos, mejoras de la rentabilidad del proyecto y más situaciones competentes al proyectista para poder implementar una instalación óptima, segura y rentable económicamente.

Para ello muchos de los pasos y la forma de operar serán similares a la anterior instalación, pero también existirán modificaciones.

Una de las diferencias principales es que al ser una instalación que permite a la nave industrial aislarse de la Red eléctrica de Distribución Pública, todos los apartados anteriores referidos al contrato y factura eléctrica no existirán. También, se puede afirmar que el ahorro económico anual corresponde con la totalidad de la factura eléctrica anual que la empresa tenía con su contrato eléctrico.

Cabe destacar que en este tipo de instalaciones se suele poner un equipo auxiliar de apoyo a las fuentes renovables. Esto es debido a que al estar aislado de la red eléctrica general, en caso de que las fuentes de energía renovable y la acumulación no puedan abastecer la demanda ya sea por incapacidad o por fallo, se pueda cubrir la demanda de energía y de esta forma no parar la actividad de la empresa. De todas formas, al ser el objetivo de esta instalación que su energía provenga de fuentes de energía renovables (requisito del cliente), la instalación se dimensionará de forma que teóricamente este equipo auxiliar no tenga que funcionar en ningún momento (salvo fallo de algún elemento de la instalación renovable).

También será necesario el uso de baterías para la acumulación de energía y que esta se pueda utilizar en momentos donde las fuentes de energía renovable no puedan cubrir la demanda eléctrica del local.

7.1. Análisis en HOMER

Gracias al análisis en el software HOMER, se analizarán las distintas configuraciones de instalaciones renovables y se obtendrá la instalación más viable económicamente que cumpla con los requisitos exigidos.

En primer lugar se eligen las fuentes generadoras que se quieren analizar: energía fotovoltaica, aerogeneradores, inversores, baterías, una carga de energía primaria y generador auxiliar. Como ya se ha comentado, se analizará un modelo aislado de la red eléctrica, por lo que se elegirá la pestaña “Do not model to grid”.

Add/Remove Equipment To Consider

Select check boxes to add elements to the schematic. Clear check boxes to remove them. The schematic represents systems that HOMER will simulate.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Loads	Components	Generators	Batteries
<input checked="" type="checkbox"/> Primary Load 1	<input checked="" type="checkbox"/> PV	<input checked="" type="checkbox"/> Generator 1	<input checked="" type="checkbox"/> Solax4.5
<input type="checkbox"/> Primary Load 2	<input checked="" type="checkbox"/> AC Enair 30 PRO	<input type="checkbox"/> Generator 2	<input type="checkbox"/> Battery 2
<input type="checkbox"/> Deferrable Load	<input type="checkbox"/> Wind Turbine 2	<input type="checkbox"/> Generator 3	<input type="checkbox"/> Battery 3
<input type="checkbox"/> Thermal Load 1	<input type="checkbox"/> Hydro	<input type="checkbox"/> Generator 4	<input type="checkbox"/> Battery 4
<input type="checkbox"/> Thermal Load 2	<input checked="" type="checkbox"/> Converter	<input type="checkbox"/> Generator 5	<input type="checkbox"/> Battery 5
<input type="checkbox"/> Hydrogen load	<input type="checkbox"/> Electrolyzer	<input type="checkbox"/> Generator 6	<input type="checkbox"/> Battery 6
	<input type="checkbox"/> Hydrogen Tank	<input type="checkbox"/> Generator 7	<input type="checkbox"/> Battery 7
	<input type="checkbox"/> Reformer	<input type="checkbox"/> Generator 8	<input type="checkbox"/> Battery 8
		<input type="checkbox"/> Generator 9	<input type="checkbox"/> Battery 9
		<input type="checkbox"/> Generator 10	<input type="checkbox"/> Battery 10

Grid

- Do not model grid
- System is connected to grid
- Compare stand-alone system to grid extension

Help Cancel OK

Ilustración 43. Componentes instalación aislada

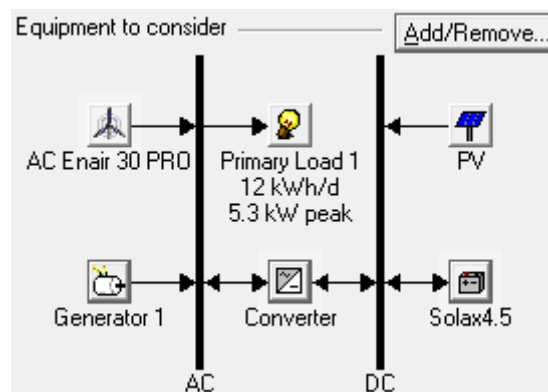


Ilustración 44. Esquema instalación aislada

En cuanto a la introducción de los datos recopilados y los datos referidos a la fuente de energía fotovoltaica y el aerogenerador, los datos y la forma de introducirlos es exactamente igual que en el diseño de la instalación anterior, y se encuentran en los apartados 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 del proyecto.

7.1.1. Generador auxiliar

Como ya se ha explicado, en esta instalación se decide incorporar un generador auxiliar de apoyo para la instalación renovable. Será un generador de fuel, que se elige en la ventana correspondiente al generador, donde se utilizarán los parámetros predeterminados de HOMER en cuanto a precio de combustible, emisiones, etc. Lo que sí que habría que añadir son los costes del generador seleccionado, que es el INMESOL AKD-650, y elegir que su salida de corriente es de tipo alterna.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
5.600	2502	2502	0.500

Sizes to consider

Size (kW)
5.600

Properties

Description: Generator 1 Type: AC DC

Abbreviation: Gen1

Lifetime (operating hours): 15000

Minimum load ratio (%): 30

Cost Curve

Help Cancel OK

Ilustración 45. Datos del generador en HOMER

El capital inicial corresponde con el coste del generador, el reemplazo es igual al capital inicial y los costes de operación y mantenimiento ascienden a 0,5 € la hora. En el apartado “Sizes to consider” se introduce la potencia del grupo electrógeno, que es de 5,6 kW.

Como también se ha explicado, la instalación se dimensionará de forma que el grupo electrógeno no tenga la necesidad de actuar salvo en caso de avería en algún elemento de la instalación. Esto se consigue yendo a la ventana “Constraints” dentro del apartado “Other”, y marcando que la mínima fracción renovable (“Minimum renewable fraction”) es del 100%. De esta forma HOMER dimensiona las instalaciones de forma que su energía provenga al 100% de fuentes renovables y no se tenga que utilizar el grupo electrógeno en ningún momento.

Constraints

File Edit Help

Constraints are conditions that systems must meet to be feasible. Infeasible systems do not appear in the sensitivity and optimization results. Operating reserve provides a margin to account for intra-hour deviation from the hourly average of the load or renewable power output. HOMER calculates this margin for each hour based on the operating reserve inputs.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Maximum annual capacity shortage (%):

Minimum renewable fraction (%):

Ilustración 46. Constraints instalación aislada en HOMER

7.1.2. Baterías


Las baterías utilizadas en esta configuración son las baterías SolaX triple power 4,5 kWh T45. En la pestaña baterías del software se deberán introducir las características de las mismas que pide HOMER así como los datos económicos. Cabe destacar también que se pueden conectar hasta 4 baterías entre sí, de forma que se introducen los datos en HOMER para que analice las posibilidades de utilizar desde 1 a 4 baterías. Eso se consigue definiendo una batería por string y considerar el cálculo de 1 a 4 baterías.

Número de baterías	Capacidad (kWh)	Coste (€)
1	4,5	2.985,03
2	9	5.368,60
3	13,5	7.729,84
4	18	10.091,07

Tabla 39. Datos Baterías Triple Power T45

Battery Inputs

File Edit Help

 Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: Solax4.5 Details... New... Delete

Battery properties

Manufacturer: Solax
Website: www.hoppecke.com

Nominal voltage: 101 V
Nominal capacity: 44.6 Ah (4.5 kWh)
Lifetime throughput: 65,249 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
2	5369	5369	5.00
3	7730	7727	5.00
4	10091	10091	5.00
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

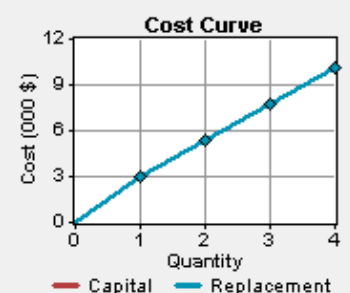
Batteries
1
2
3
4

Advanced

Batteries per string: 1 (101 V bus)

Minimum battery life (yr): 15 {.}

Cost Curve



Cost (000 \$)

Quantity

— Capital — Replacement

Help Cancel OK

Ilustración 47. Datos baterías Triple Power T45 en HOMER

El capital inicial corresponde con el coste de las SolaX triple power 4,5 kWh T45, el reemplazo es igual al capital inicial y los costes de operación y mantenimiento ascienden a 5 € anuales, debido a revisiones que se realizan durante el año para comprobar que todo funciona correctamente.

7.1.3. Inversores

En cuanto a los inversores, se analiza toda la gama Solax Hybrid X3, que se compone de un inversor de 5 kW, 6 kW, 8kW y 10 kW. En la siguiente tabla se muestra el coste de cada uno de ellos, la potencia de salida y su eficiencia, que son los datos que luego se deben introducir en HOMER.

Inversor Solax	Coste (€)	Potencia de salida (W)	Rendimiento
X3-Hybrid-5.0T	2.087,25	5.000	97,8%
X3-Hybrid-6.0T	2.621,11	6.000	97,8%
X3-Hybrid-8.0T	2.204,14	8.000	97,8%
X3-Hybrid-10.0T	2.254,23	10.000	97,8%

Tabla 40. Coste, potencia y rendimiento de la gama de inversores X3-Hybrid de Solax

El capital inicial introducido en HOMER corresponde con el coste del inversor, el reemplazo es igual al capital y los costes de operación y mantenimiento serán de 5 € anuales, que corresponden con revisiones periódicas para comprobar el correcto funcionamiento del inversor.

Converter Inputs

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
5.000	2087	2087	5
6.000	2621	2621	5
8.000	2204	2204	5
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
5.000
6.000
8.000
10.000

Inverter inputs

Lifetime (years) {.}

Efficiency (%) {.}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) {.}

Efficiency (%) {.}

Help Cancel OK

Cost Curve

Ilustración 48. Datos inversores Solax X3 Hybrid en HOMER

7.1.4. Simulación de resultados

Una vez introducidos todos los datos del pre diseño de la instalación, se realiza la simulación. Como ya se ha explicado, HOMER ordena las configuraciones en función del COE obtenido, de menor a mayor COE. Todas las configuraciones también cumplen con los valores introducidos en el software.

	PV (kW)	E30	Gen1 (kW)	Solax4.5	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
	6.4		5.6	4	8	\$ 18,060	289	\$ 21,759	0.394	1.00		0
	6.4	1	5.6	4	8	\$ 29,595	520	\$ 36,243	0.656	1.00		0

Ilustración 49. Simulación resultados en HOMER de la instalación aislada de la red

Como se puede observar, la configuración óptima tendrá los siguientes componentes: una fuente de energía fotovoltaica de 6,4 kWpico, cuatro baterías de acumulación, un inversor de 6 kW y un generador diésel. Las baterías y el generador son condición indispensable de la instalación aislada.

A diferencia de la instalación con conexión a la red eléctrica, en esta, al no haber compensación de energía ni contrato eléctrico, no se tendrán que hacer cálculos a parte a mano, de forma que la potencia fotovoltaica instalada obtenida en HOMER será la óptima y la que finalmente se considerará.

7.2. Configuración de paneles

En este apartado se va a estudiar y diseñar la agrupación de paneles en strings fotovoltaicos, además de la distribución de los mismos en la cubierta de la nave industrial.

Para ello habrá que tener en cuenta el número de paneles utilizados en la instalación.

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica instalada}}{\text{Potencia pico por panel}} = \frac{6,4}{0,4} = 16 \text{ paneles}$$

7.2.1. Agrupación de paneles fotovoltaicos en strings

Para realizar el correcto diseño de la instalación hay que estudiar las posibles combinaciones de agrupación de los paneles y elegir una que se adecúe a las características de los paneles, del inversor y del espacio que se tiene en el proyecto.

La teoría ya se ha explicado en el apartado “6.5.1. Agrupación de paneles fotovoltaicos en strings”, que describe y calcula la agrupación realizada para la instalación fotovoltaica con conexión a red, por lo que aquí se va a proceder a implementar los cálculos sin realizar tantas explicaciones.

Para obtener los resultados se necesitan ciertos valores que ya se han calculado en el apartado mencionado y que no varían. Éstos se van a representar en la siguiente tabla para no tener que volver a repetir los cálculos.

T _{MIN}	T _{MAX}	V _{OC} (G _{STC} , T _{MIN})	V _{PMP} (G _{STC} , T _{MAX})	I _{SC} (G _{STC} , T _{MAX})	P _{PICO}
31,62 °C	67,92 °C	48,88 V	35,72 V	10,57 A	400 W

Tabla 41. Datos con corrección de temperatura del panel

Los valores que variarán respecto al apartado 6.5.1 serán los del inversor, ya que se utiliza uno distinto. Los datos del inversor que se necesitan para realizar los cálculos del presente apartado se representan en esta tabla y se utilizarán posteriormente para los cálculos. En los datos donde aparezca una barra (/) entre dos valores, es porque el inversor incorpora dos reguladores MPPT, entonces el valor de la izquierda de la barra correspondería con el de un seguidor MPPT, y el valor de la derecha con el del otro seguidor.

V _{DCMAX}	V _{DCMAX-MPPT}	V _{DCMIN}	I _{DCMAX}	P _{PICO_MAX}
1.000 V	950 V	180 V	20/11 A	6.000/4.000 W

Tabla 42. Datos técnicos del inversor Solax X3-Hybrid-8.0T

Sabiendo los datos y las ecuaciones para calcular el rango de paneles que se pueden conectar al inversor se calculan los resultados.

$$N_{S_{MAX}} \leq \frac{V_{DC_{MAX}}}{V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN})} = \frac{1.100}{48,88} = 22,51 \rightarrow N_{S_{MAX}} = 22 \text{ Paneles}$$

$$N_{S_{MAX-MPPT}} \leq \frac{V_{DC_{MAX-MPPT}}}{V_{OC}(G_{STC}, T_{MIN})} = \frac{850}{48,88} = 17,39 \rightarrow N_{S_{MAX}} = 17 \text{ Paneles}$$

$$N_{S_{MIN}} \geq \frac{V_{DC_{MIN}}}{V_{PMP}(G_{STC}, T_{MAX})} = \frac{200}{35,72} = 5,59 \rightarrow N_{S_{MIN}} = 6 \text{ Paneles}$$

$$N_{P_{MAX}} \leq \frac{I_{DC_{MAX}}}{I_{SC}(G_{STC}, T_{MAX})} = \frac{11}{10,57} = 1,04 \rightarrow N_{P_{MAX}} = 1 \text{ Panel}$$

	N_{S_{MAX}} (voltaje)	N_{S_{MAX-MPPT}}	N_{S_{MIN}}	N_{P_{MAX}}
Resultado de la ecuación	20,46	19,44	5,04	1,89 (MPPT 1) 1,04 (MPPT 2)
Resultado Final (truncado)	20	19	5	1 (MPPT 1) 1 (MPPT 2)

Tabla 43. Resultados agrupación de paneles de la instalación aislada de la red eléctrica

Al haber 16 paneles en esta instalación, se deciden conectar 8 en serie a una entrada MPPT y los otros 8 restantes en serie a la otra entrada MPPT del inversor. De esta forma se garantiza que se pueden conectar los paneles al inversor ya que están dentro del rango calculado e incluso están dentro del rango de seguimiento óptimo del MPPT. Faltaría por comprobar que cumple con la potencia pico límite de entrada por seguidor MPPT.

$$P_{MAX_{Inversor}} \leq P_{pico_{Panel}} * n^{\circ} \text{paneles}$$

$$MPPT 1 \rightarrow 6.000 \leq 400 * 8 \rightarrow 6.000 \leq 3.200 \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$MPPT 2 \rightarrow 4.000 \leq 400 * 8 \rightarrow 4.000 \leq 3.200 \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Como se puede comprobar también se cumple, por lo que se verifica y se acepta esta agrupación de paneles.

7.2.2. Disposición de los paneles fotovoltaicos

Teniendo en cuenta que haciendo coincidir el largo del panel con el ancho de la parte de la cubierta orientada al sureste caben 3 módulos fotovoltaicos (calculado en el apartado “6.5.2. Disposición de los paneles fotovoltaicos”) y que se dispondrán de 16 módulos en esta instalación, la disposición de los mismos en la cubierta es la siguiente:



Ilustración 50. Disposición de los paneles en la cubierta

7.3. Cálculo del cableado

La instalación eléctrica se diferenciará en dos partes:

- Parte de corriente continua: Comprende la parte de la instalación eléctrica que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor solar y de las baterías al inversor. Aquí la energía se transportará en forma de corriente continua.
- Parte de corriente alterna: Comprende la parte de la instalación eléctrica que va desde el inversor solar hasta el cuadro eléctrico, y desde el generador auxiliar al cuadro eléctrico de la nave industrial. Dicho cuadro eléctrico será el punto que une la nueva instalación con la instalación eléctrica existente del local.

Al igual que en el cálculo del cableado de la instalación fotovoltaica con conexión a red, existirán dos criterios para el dimensionamiento de la sección de los conductores:

- Criterio de caída de tensión
- Criterio térmico

7.3.1. Criterio de caída de tensión

Se deberá aplicar este criterio para el tramo de corriente continua y corriente alterna de la instalación. Para la parte de continua se utilizará la siguiente ecuación con los valores de intensidad y voltaje máximos que recorren las líneas:

$$\text{Corriente Continua} \rightarrow \Delta V = \frac{I * L_T}{S * V * k}$$

En cuanto al voltaje, al haber dos strings formados por el mismo número de paneles conectados en serie:

$$V_{PV} = V_{String1} = V_{String2} = n^{\circ}paneles_{String} * V_{mp} = 8 * 41,7 = 333,6 \text{ V}$$

La intensidad, al estar los módulos conectados en serie será igual a la máxima del panel.

$$I_{PV} = I_{mp} = 9,6 \text{ A}$$

El voltaje y la intensidad referidos al tramo de baterías a inversor son los marcados en la ficha técnica de las baterías Triple Power T45 de Solax.

$$V_{Baterías-Inversor} = 403,2 \text{ V}$$

$$I_{Baterías-Inversor} = 30 A$$

Para la parte de alterna se utilizará la siguiente ecuación con los valores de intensidad y voltaje máximos que recorren las líneas:

$$\text{Corriente Alterna} \rightarrow \Delta V = \frac{\sqrt{3} * I * L_T}{S * V * k}$$

Siendo el voltaje el utilizado en la red eléctrica de la nave industrial, la intensidad la máxima de salida del inversor y la intensidad máxima de salida del generador auxiliar los siguientes valores:

$$V_{alterna} = 400 V$$

$$I_{Inversor-CuadroEléctrico} = 12,8 A$$

$$I_{Generador-CuadroEléctrico} = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{alterna}} = 8,08 A$$

La longitud de cada parte se obtiene realizando mediciones y con ayuda de autocad. A continuación se muestran las mediciones realizadas para cada parte y se hace un redondeo al alza.

Partes de la instalación		Tramos	Longitud (m)	Suma de los tramos	Longitud Total en metros (redondeo al alza)
Parte de Continua	String 1	Módulo 1 a Módulo 2	2,18	35,88	36
		Módulo 2 a Módulo 3	2,18		
		Módulo 3 a Módulo 4	0,86		
		Módulo 4 a Módulo 5	2,18		
		Módulo 5 a Módulo 6	2,18		
		Módulo 6 a Módulo 7	0,86		
		Módulo 7 a Módulo 8	2,18		
		Módulo 1 a Inversor	10,22		
		Módulo 8 a Inversor	13,04		
	String 2	Módulo 9 a Módulo 10	0,86	44,18	45
		Módulo 10 a Módulo 11	2,18		
		Módulo 11 a Módulo 12	2,18		
		Módulo 12 a Módulo 13	0,86		
		Módulo 13 a Módulo 14	2,18		
		Módulo 14 a Módulo 15	2,18		
		Módulo 15 a Módulo 16	0,86		
		Módulo 9 a Inversor	15,54		
		Módulo 16 a Inversor	17,34		
	Baterías	Baterías(+) a Inversor(+)	3	6	6
Baterías(-) a Inversor(-)		3			
Parte de Alterna	Inversor a Cuadro eléctrico	10,4	10,4	11	
	Generador a Cuadro eléctrico	10	10	10	

Tabla 44. Longitudes de las líneas del cableado de la instalación eléctrica aislada de la red

Para calcular correctamente el dimensionamiento se debe realizar con las secciones normalizadas de los conductores eléctricos, que se pueden consultar en la “Ilustración 37. Intensidades máximas admisibles según la UNE-HD 60364-5-52: 2014”.

En este caso, la suma de la caída de tensión de los tramos de la parte de continua deberá ser menor del 1,5%. La caída de tensión en la parte de alterna también será menor del 1,5%.

Partes de la instalación eléctrica	Tramos de la instalación eléctrica	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	κ (mm ² /m/Ω)	Sección normalizada (mm ²)	ΔV real (%)	ΔV máxima (%)	
Parte de continua	String 1 a Inversor	36	9,6	333,6	56	4	0,46%	1,36%	1,50%
	String 2 a Inversor	45	9,6	333,6	56	4	0,58%		
	Baterías a Inversor	6	30	403,2	56	2,5	0,32%		
Parte de alterna	Inversor a Cuadro eléctrico	11	12,8	400	56	1,5	0,73%	1,14%	1,50%
	Generador a Cuadro eléctrico	10	8,08	400	56	1,5	0,42%		

Tabla 45. Cálculos del criterio de caída de tensión de la instalación eléctrica aislada de la red

Como se puede comprobar, con las secciones normalizadas de los conductores elegidas para cada tramo, la suma de las caídas de tensión de los tramos de las partes de la instalación eléctrica es menor al 1,5% que marca la legislación, tanto para la parte de corriente continua como de alterna de la instalación eléctrica. Por este motivo se cumple la normativa y se considera válido el criterio de caída de tensión.

7.3.2. Criterio térmico

El criterio térmico consiste en que el conductor debe ser capaz de soportar la corriente que circule por él y no se sobrecaliente.

$$I_D < I_Z$$

Siendo:

- I_D → Intensidad de diseño
- I_Z → Intensidad máxima admisible del conductor para las condiciones de la instalación

La intensidad de diseño será el aumento del 125% de la intensidad máxima en cada tramo del circuito.

$$I_{BString1} = I_{Bstring2} = 1,25 * 9,6 = 12 A$$

$$I_{B\text{Baterías-Inversor}} = 1,25 * 30 = 37,5 A$$

$$I_{Balterna} = 1,25 * 12,8 = 16 A$$

En cuanto a la Intensidad máxima admisible, como ya se ha explicado en el apartado “6.6.2. Criterio térmico”, la instalación se corresponde con la instalación de referencia B1 excepto el tramo de baterías a inversor, que se corresponderá con la instalación de referencia G, ya que se tratan de dos cables

unipolares separados entre sí a más de la distancia de su diámetro. Ante esta última situación, observando la norma UNE HD 60364-5-52 como se dice en la “Ilustración 37. Intensidades máximas admisibles según la UNE-HD 60364-5-52: 2014” se puede observar que la sección mínima que se puede utilizar para conductores de cobre es de 25 mm².

Para calcular la intensidad de diseño se deberá incrementar un 25% la corriente máxima que circula por cada tramo de la instalación eléctrica. En cuanto a las intensidades admisibles por cada conductor, se debe observar la norma UNE HD 60364-5-52 y corregir los tramos que sean necesarios. En el caso de este proyecto, como ya se ha indicado en el apartado “6.6.2. Criterio térmico” se corregirá únicamente los tramos correspondientes al cableado de módulos fotovoltaicos hasta inversor, que en el caso de esta instalación serán se string1 y string 2 a inversor. Se aplicará una corrección de temperatura del 0,9. La tabla con los resultados es la siguiente:

Tramo		I_D	Corrección	Sección normalizada (mm ²)	I_z	$I_{z\text{corregida}}$	Criterio $I_D < I_{z\text{corregida}}$
Parte de continua	<i>String 1 a Inversor</i>	12	0,9	1,5	20	18	CUMPLE
	<i>String 2 a Inversor</i>	12	0,9	1,5	20	18	CUMPLE
	<i>Baterías a Inversor</i>	37,5	1	25	146	146	CUMPLE
Parte de alterna	<i>Inversor a Cuadro eléctrico</i>	16	1	1,5	17,5	17,5	CUMPLE
	<i>Generador a Cuadro eléctrico</i>	10,1	1	1,5	17,5	17,5	CUMPLE

Tabla 46. Resultados criterio térmico de la instalación aislada de la red eléctrica

Como se puede observar, para esas secciones normalizadas se cumple que la intensidad de diseño es menor que la intensidad máxima admisible corregida del conductor, por lo que se cumple el criterio térmico.

Unificando el criterio de caída de tensión y el criterio térmico, se debe escoger la sección más restrictiva para cada tramo, es decir, la mayor, para completar el dimensionamiento final del cableado.

Tramo		Criterio de caída de tensión	Criterio térmico	Sección dimensionada (mm ²)
Parte de continua	<i>String 1 a Inversor</i>	4	1,5	4
	<i>String 2 a Inversor</i>	4	1,5	4
	<i>Baterías a Inversor</i>	2,5	25	25
Parte de alterna	<i>Inversor a Cuadro eléctrico</i>	1,5	1,5	1,5
	<i>Generador a Cuadro eléctrico</i>	1,5	1,5	1,5

Tabla 47. Sección de conductores dimensionada para cada tramo de la instalación aislada de la red.

7.3.3. Instalación de puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra está formada de la misma forma que se ha explicado en el apartado “6.6.3. Instalación de puesta a tierra”, por lo que este apartado únicamente se centra en dimensionar el cable de protección de la instalación de puesta a tierra. Para ello se observa la “Tabla 33. Secciones conductores de protección” y se determinan los conductores de protección para los elementos de la instalación. Solo se pondrán a tierra ciertos elementos de la instalación y no los tramos, ya que el inversor incorpora protectores de sobretensión para todos los tramos. Asimismo, para elegir el

dimensionado del cable de protección del inversor se ha cogido el tramo de contacto de mayor sección. A continuación se muestran los resultados del dimensionado:

Elementos puestos e tierra	Sección de cableado activo de tramos en contacto (mm ²)	Cable de protección (mm ²)
Módulos y estructura fotovoltaica	4	4
Baterías	25	16
Inversor	4 / 25 / 1,5	16

Tabla 48. Dimensionado de los cables de protección de la instalación aislada de la red

7.4. Protecciones

Para el circuito eléctrico de la instalación aislada de la red eléctrica también se deben colocar las protecciones correspondientes al caso de estudio. Los riesgos eléctricos contra los que se protege a la instalación están definidos en la “Tabla 34. Enumeración y descripción de los riesgos eléctricos”.

7.4.1. Protecciones de corriente continua

El tramo de corriente continua corresponde con el tramo de la instalación eléctrica que va desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor y de las baterías hasta el inversor. Las protecciones que protegerán al circuito de continua contra los riesgos son las siguientes

Paneles a Inversor

Las protecciones que protegerán el tramo de paneles a inversor contra los riesgos son las siguientes.

Riesgos eléctricos	Protección	Explicación
Sobreintensidad	4 Fusibles 10A 1000VDC 10x38	La utilización de fusibles en cada string de paneles fotovoltaicos protegerá al circuito del riesgo de sobreintensidad. Los cálculos para dimensionar el tipo de fusible se realizarán posteriormente en este apartado.
Sobretensión	Descargador de sobretensiones	El inversor constará de un protector contra descargas atmosféricas, encargado de canalizar la descarga hacia tierra de tal modo que no cause daños ni a individuos ni a la instalación.
Contactos directos	Aislamiento	La protección contra los contactos directos se realiza aislando las partes activas de la instalación, tanto con el aislamiento de los conductores con tubo corrugado y canaletas como la utilización de las cajas de protección.
Contactos indirectos	Monitorización de aislamiento	El inversor contiene un detector de fallo de aislamiento, denominado monitorización de aislamiento, que protege la instalación contra contactos indirectos, de forma que cuando se detecta un fallo de aislamiento el circuito se cierra entre red y tierra.

Tabla 49. Protecciones de continua del tramo de paneles a inversor de la instalación aislada de la red

Baterías a Inversor

Las protecciones que protegerán el tramo de baterías a inversor contra los riesgos son las siguientes:

Riesgos eléctricos	Protección	Explicación
Sobreintensidad	Protector contra sobreintensidad	El inversor incorpora un protector contra sobrecargas y cortocircuitos que sirve para todas las entradas. En el tramo de paneles a inversor se decide además proteger con fusibles pero en el tramo de baterías a inversor se considera este protector suficiente para la protección frente a este riesgo eléctrico.
Sobretensión	Descargador de sobretensiones	El inversor constará de un protector contra descargas atmosféricas, encargado de canalizar la descarga hacia tierra de tal modo que no cause daños ni a individuos ni a la instalación.
Contactos directos	Aislamiento	La protección contra los contactos directos se realiza aislando las partes activas de la instalación.
Contactos indirectos	Monitorización de aislamiento	El inversor contiene un detector de fallo de aislamiento, denominado monitorización de aislamiento, que protege la instalación contra contactos indirectos.

Tabla 50. Protecciones de continua del tramo de baterías a inversor de la instalación aislada de la red

Cabe destacar que aparte se tiene un dispositivo de desconexión del lado de entrada (uno de paneles y otro de baterías) para aislar esa parte del circuito en caso de que se requiera.

Al realizar el cálculo de los fusibles, la intensidad de diseño (I_B) y la intensidad máxima admisible por el cableado (I_Z) es la misma que en el anterior cálculo de fusibles.

$$I_B = 9,6 A$$

$$I_Z = 18 A$$

Por esta razón, el cálculo y el resultado obtenido son similares al realizado en el apartado “6.7.1. Protecciones de corriente continua”, siendo el resultado la utilización de fusibles de 10 A de intensidad nominal.

7.4.2. Protecciones de corriente alterna

La parte de corriente alterna corresponde con el tramo de la instalación eléctrica que va desde el inversor y desde el generador auxiliar hasta el cuadro eléctrico general de la nave industrial.

En cuanto a las protecciones utilizadas para proteger el tramo del inversor al cuadro de los riesgos eléctricos se incorporarán las mismas que las utilizadas en la “Tabla 38. Protecciones de alterna de la instalación con conexión a red”, ya que el inversor Huawei SUN2000-3KTL-M0 y el Solax X3-Hybrid-8.0T contienen protecciones de alterna para los mismos riesgos eléctricos. Por esta razón, se añadirá un interruptor magnetotérmico que sirva para proteger contra sobreintensidades y de dispositivo de corte general de este tramo, y un interruptor diferencial para proteger contra contactos indirectos.

En cuanto al tramo del generador auxiliar al cuadro se incorporarán de la misma forma un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial para proteger esos riesgos mencionados, quedando los otros riesgos eléctricos protegidos por protecciones que incorpora el propio grupo electrógeno.

El cálculo realizado es similar al del apartado “6.7.2. Protecciones de corriente alterna” referido al cálculo del dimensionamiento del interruptor magnetotérmico excepto por los valores adoptados, por lo que las condiciones son las siguientes:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_f \leq 1,45 * I_Z$

Siendo en el caso magnetotérmico:

$$I_f = 1,45 * I_N$$

Por lo que la segunda condición se cumple siempre que se cumpla la primera.

Observando la “Tabla 36. Intensidades Nominales normalizadas de los fusibles de BT”, que también es válida para interruptores magnetotérmicos, utilizando las intensidades de diseño y máximas admisibles por el conductor y atendiendo a las condiciones que se han descrito, se puede obtener el dimensionamiento del interruptor magnetotérmico.

Tramos de la parte de corriente alterna de la instalación eléctrica	I_B (A)	I_Z (A)	1ª Condición	I_N (A)	I_f (A)
Inversor a Cuadro eléctrico	12,8	17,5	$12,8 \leq I_N \leq 17,5$	16	23,2
Generador de gasoil a Cuadro eléctrico	8,08	17,5	$8,08 \leq I_N \leq 17,5$	10	14,5
				16	23,2

Tabla 51. Dimensionamiento de los interruptores magnetotérmicos de la instalación aislada de la red

Se escoge el interruptor magnetotérmico trifásico modelo SH204-C16 de 16 Amperios de intensidad nominal para la protección de ambos tramos.

7.5. Resultados de la instalación aislada de la red

En el diseño final se introducirán todos los datos conocidos de la instalación. En primer lugar, se introducirán únicamente los datos de los elementos de la instalación que se han elegido, así como sus potencias dimensionadas. En segundo lugar, se introducirán todos los costes de los elementos para cada tramo incluida la mano de obra, correspondiendo los tramos en HOMER de esta forma:

- PV: Tramo de paneles fotovoltaicos a inversor tanto del string 1 como del string 2
- Solax4.5: Tramo de baterías al inversor
- Generator 1: Tramo del generador auxiliar al cuadro eléctrico
- Converter: Tramo de inversor a cuadro eléctrico

El desglose del presupuesto en tramos de la instalación fotovoltaica con conexión a red acogida a compensación de excedentes se puede encontrar en el documento del presupuesto del trabajo.

Los resultados son los siguientes:

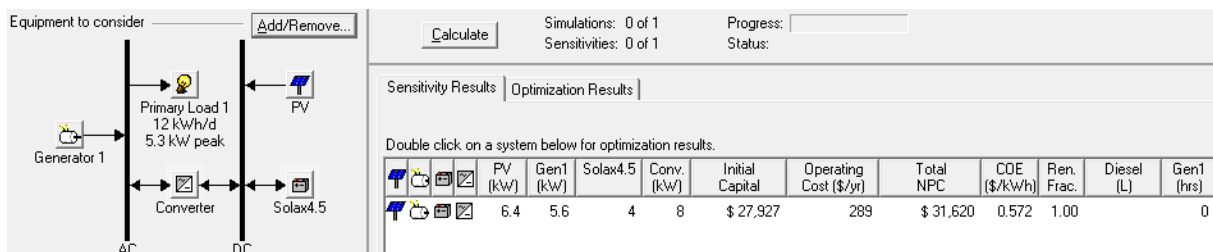


Ilustración 51. Diseño final instalación aislada de la red en HOMER

Se mostrarán también los costes de la instalación, los resultados eléctricos y los resultados de energía fotovoltaica generada.

Component	Capital (\$)	O&M (\$/yr)
PV	3,612	192
Generator 1	2,726	0
Solax4.5	10,147	5
Converter	2,442	5
Other	9,000	0
System	27,927	202

Ilustración 52. Costes de la instalación aislada de la red

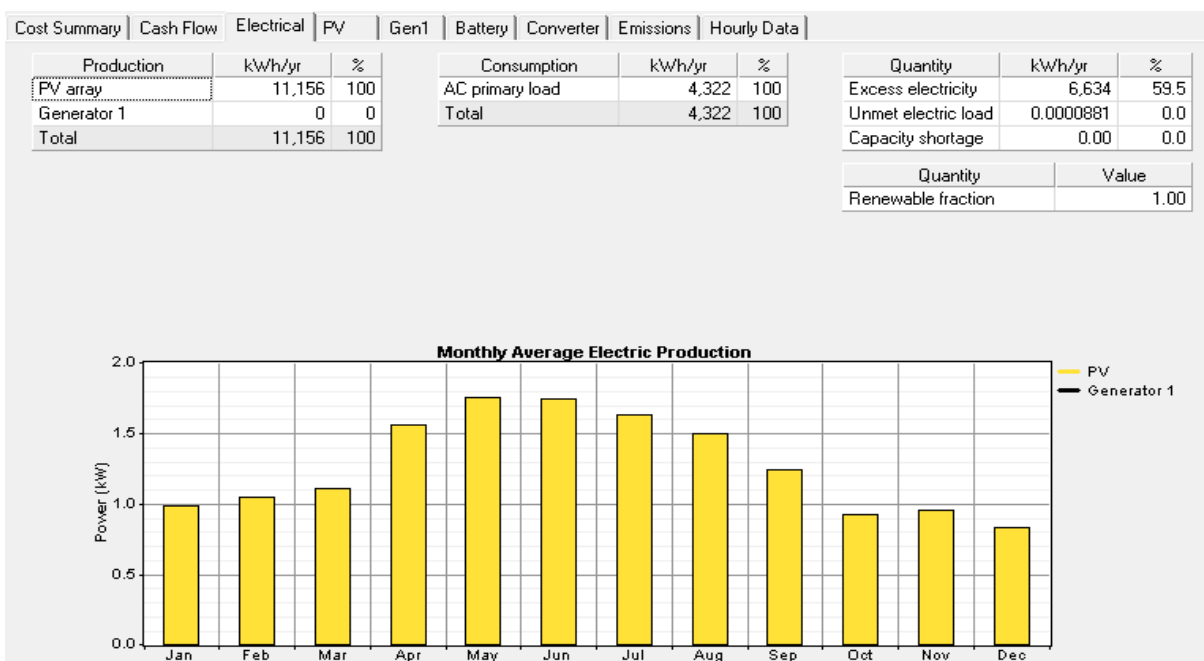


Ilustración 53. Resultados eléctricos de la instalación aislada de la red



Ilustración 54. Resultados producción energía fotovoltaica en instalación aislada de la red

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de este apartado es determinar la rentabilidad económica del proyecto, así como el tiempo de retorno de la inversión inicial que se ha realizado para su implementación.

La rentabilidad económica del proyecto se evaluará en base a dos indicadores económicos: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

VAN

El valor actual neto es un criterio económico que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en unidades monetarias. Su fórmula es la siguiente:

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

Siendo:

- F_t son los flujos de dinero en cada periodo t
- I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t=0$)
- n es el número de periodos de tiempo
- k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$ → El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$ → El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$ → El proyecto de inversión generará pérdidas.

En cuanto al criterio de decisión económico entre dos proyectos se puede asegurar que el proyecto que obtenga mayor valor del VAN para la tasa de descuento elegida, en principio generará más beneficios que los otros.

TIR

La tasa interna de retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el VAN. También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. La TIR proporciona una medida relativa de la rentabilidad, en tanto por ciento. Su fórmula es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

Los parámetros son los mismos que en la fórmula del VAN, exceptuando el parámetro TIR, que es el valor que se pretende calcular.

El criterio de selección será el siguiente, donde k es la tasa de descuento elegida para el cálculo del VAN:

- ❖ $TIR > k \rightarrow$ La tasa de rendimiento interno es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión, por lo que el proyecto se considera rentable.
- ❖ $TIR = k \rightarrow$ Se estaría en una situación similar a la de cuando el VAN es igual a cero.
- ❖ $TIR < k \rightarrow$ La tasa de rendimiento interno es inferior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión, por lo que el proyecto no se considera rentable.

Periodo de retorno

El periodo de retorno es el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial realizada para la implementación de un proyecto mediante los flujos de caja que se producen durante la vida del mismo. Este es un parámetro muy importante para la decisión sobre la realización de un proyecto.

Para calcular todos estos parámetros se necesitarán los siguientes datos:

Datos	Instalación actual de red	Instalación conectada a la red	Instalación aislada de la red
Inversión (€)	0	12.208,09	27.927,27
Costes anuales de la factura eléctrica (€/año)	1.688,09	508,87	0
Costes de operación y mantenimiento anuales (€/año)	0	89	202
Tasa de descuento k (%)	6%		

Tabla 52. Datos necesarios para implementar el análisis económico

En primer lugar se construye una tabla con los flujos de caja anuales y acumulativos, donde se tiene en cuenta la inversión, los costes anuales y acumulativos de cada instalación. En la columna de diferencia se representan los ahorros anuales de una instalación sobre otra, y se va restando acumulativamente cada año de vida que pasa del proyecto de forma que se puede observar cuando se empiezan a obtener ganancias y se recupera la inversión inicial realizada. Para visualizar mejor las tablas, se decide representar los datos de las mismas en gráficas.

Año	Instalación conectada a red		Instalación actual de red		Diferencia	
	Anual	Acumulativo	Anual	Acumulativo	Anual	Acumulativo
0	-12.208,09	-12.208,09	0	0	-12.208,09	-12.208,09
1	-597,87	-12.805,96	-1.688,09	-1.688,09	1.090,22	-11.117,87
2	-597,87	-13.403,83	-1.688,09	-3.376,18	1.090,22	-10.027,65
3	-597,87	-14.001,70	-1.688,09	-5.064,27	1.090,22	-8.937,43
4	-597,87	-14.599,57	-1.688,09	-6.752,36	1.090,22	-7.847,21
5	-597,87	-15.197,44	-1.688,09	-8.440,45	1.090,22	-6.756,99
6	-597,87	-15.795,31	-1.688,09	-10.128,54	1.090,22	-5.666,77
7	-597,87	-16.393,18	-1.688,09	-11.816,63	1.090,22	-4.576,55
8	-597,87	-16.991,05	-1.688,09	-13.504,72	1.090,22	-3.486,33
9	-597,87	-17.588,92	-1.688,09	-15.192,81	1.090,22	-2.396,11
10	-597,87	-18.186,79	-1.688,09	-16.880,90	1.090,22	-1.305,89
11	-597,87	-18.784,66	-1.688,09	-18.568,99	1.090,22	-215,67
12	-597,87	-19.382,53	-1.688,09	-20.257,08	1.090,22	874,55
13	-597,87	-19.980,40	-1.688,09	-21.945,17	1.090,22	1.964,77
14	-597,87	-20.578,27	-1.688,09	-23.633,26	1.090,22	3.054,99
15	-597,87	-21.176,14	-1.688,09	-25.321,35	1.090,22	4.145,21
16	-597,87	-21.774,01	-1.688,09	-27.009,44	1.090,22	5.235,43
17	-597,87	-22.371,88	-1.688,09	-28.697,53	1.090,22	6.325,65
18	-597,87	-22.969,75	-1.688,09	-30.385,62	1.090,22	7.415,87
19	-597,87	-23.567,62	-1.688,09	-32.073,71	1.090,22	8.506,09
20	-597,87	-24.165,49	-1.688,09	-33.761,80	1.090,22	9.596,31
21	-597,87	-24.763,36	-1.688,09	-35.449,89	1.090,22	10.686,53
22	-597,87	-25.361,23	-1.688,09	-37.137,98	1.090,22	11.776,75
23	-597,87	-25.959,10	-1.688,09	-38.826,07	1.090,22	12.866,97
24	-597,87	-26.556,97	-1.688,09	-40.514,16	1.090,22	13.957,19
25	-597,87	-27.154,84	-1.688,09	-42.202,25	1.090,22	15.047,41

Tabla 53. Flujos de caja entre la instalación conectada a red y la actual de la empresa

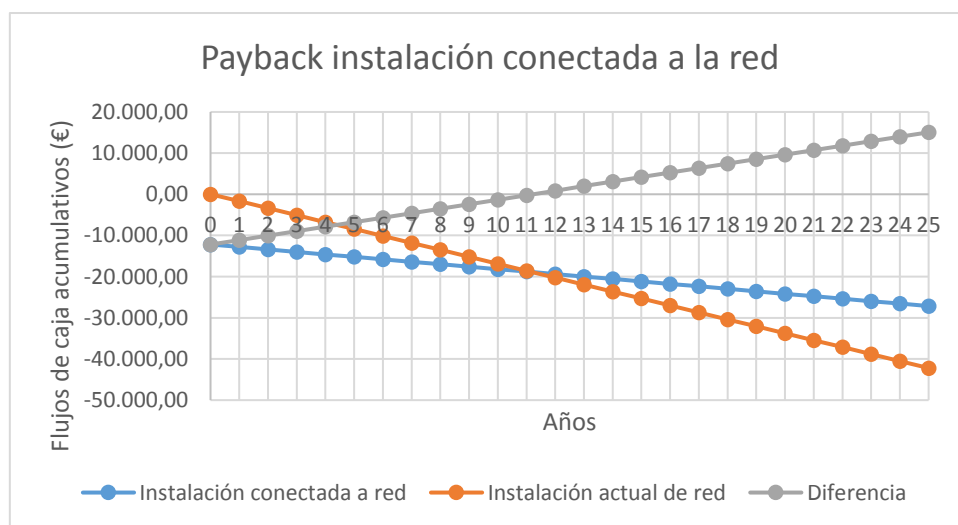


Ilustración 55. Payback instalación conectada a la red

Año	Instalación aislada de la red		Instalación actual de red		Diferencia	
	Anual	Acumulativo	Anual	Acumulativo	Anual	Acumulativo
0	-27927,27	-27927,27	0	0	-27927,27	-27927,27
1	-202	-28129,27	-1668,09	-1668,09	1466,09	-26461,18
2	-202	-28331,27	-1668,09	-3336,18	1466,09	-24995,09
3	-202	-28533,27	-1668,09	-5004,27	1466,09	-23529,00
4	-202	-28735,27	-1668,09	-6672,36	1466,09	-22062,91
5	-202	-28937,27	-1668,09	-8340,45	1466,09	-20596,82
6	-202	-29139,27	-1668,09	-10008,54	1466,09	-19130,73
7	-202	-29341,27	-1668,09	-11676,63	1466,09	-17664,64
8	-202	-29543,27	-1668,09	-13344,72	1466,09	-16198,55
9	-202	-29745,27	-1668,09	-15012,81	1466,09	-14732,46
10	-202	-29947,27	-1668,09	-16680,90	1466,09	-13266,37
11	-202	-30149,27	-1668,09	-18348,99	1466,09	-11800,28
12	-202	-30351,27	-1668,09	-20017,08	1466,09	-10334,19
13	-202	-30553,27	-1668,09	-21685,17	1466,09	-8868,10
14	-202	-30755,27	-1668,09	-23353,26	1466,09	-7402,01
15	-202	-30957,27	-1668,09	-25021,35	1466,09	-5935,92
16	-202	-31159,27	-1668,09	-26689,44	1466,09	-4469,83
17	-202	-31361,27	-1668,09	-28357,53	1466,09	-3003,74
18	-202	-31563,27	-1668,09	-30025,62	1466,09	-1537,65
19	-202	-31765,27	-1668,09	-31693,71	1466,09	-71,56
20	-202	-31967,27	-1668,09	-33361,80	1466,09	1394,53
21	-202	-32169,27	-1668,09	-35029,89	1466,09	2860,62
22	-202	-32371,27	-1668,09	-36697,98	1466,09	4326,71
23	-202	-32573,27	-1668,09	-38366,07	1466,09	5792,80
24	-202	-32775,27	-1668,09	-40034,16	1466,09	7258,89
25	-202	-32977,27	-1668,09	-41702,25	1466,09	8724,98

Tabla 54. Flujos de caja entre la instalación aislada de la red y la actual de la empresa

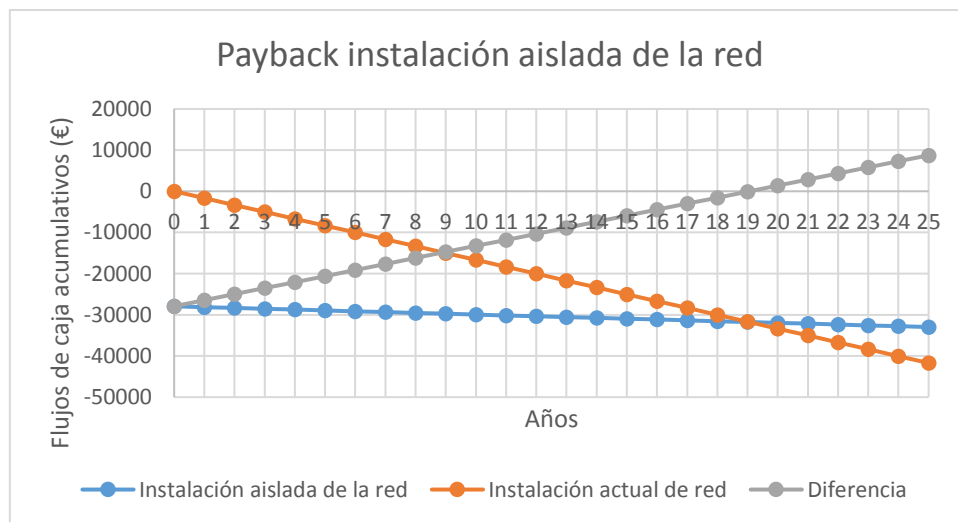


Ilustración 56. Payback instalación aislada de la red

Como se puede observar en la última columna de cada tabla hay un momento en que el balance acumulativo deja de ser negativo. Durante ese año que se realiza la transición de positivo a negativo será el momento en el que se recupere la inversión. Esto corresponderá también con el momento en que en las gráficas la línea de la instalación implementada y la instalación actual se cruzan o cuando la línea denominada diferencia pasa a ser positiva.

Para conocer el periodo de amortización exacto se realizará una interpolación lineal entre el último valor negativo y primer positivo de la última columna de ambas tablas, y entre los dos años que suceden estos valores. El otro valor que faltaría sería 0, que es cuando se recupera la inversión. También se realizarán los cálculos del VAN y el TIR, teniendo en cuenta que los flujos de caja corresponden con la penúltima columna de cada tabla.

$$y_1 = (y_0 - y_2) * \frac{x_1 - x_2}{x_0 - x_2} + y_2$$

Siendo:

- $x_0 = 0$
- $x_1 =$ Último negativo de la última columna
- $x_2 =$ Primer positivo de la última columna
- $y_0 =$ Momento correspondiente a la recuperación de la inversión (en años)
- $y_1 =$ Año correspondiente a x_0
- $y_2 =$ Año correspondiente a x_1

La tabla con los resultados del periodo de retorno, VAN y TIR es la siguiente:

	VAN (€)	TIR	Periodo de retorno (años)
Instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica	1.728,58	7,45%	11,20
Instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica	-9.185,72	2,21%	19,05

Tabla 55. Resultados de los parámetros económicos

En cuanto a la instalación fotovoltaica conectada a red se puede observar que el VAN es mayor que cero y que el TIR es mayor que la tasa de descuento k (6%) para este tipo de proyectos, por lo que el proyecto se considera rentable económicamente. Aparte, el periodo de retorno de la inversión realizada es de 11,20 años.

Al contrario pasa con la instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica, donde se tiene un VAN menor que cero y un TIR menor que la tasa de descuento k (6%) para este tipo de proyectos, por lo que el proyecto no se considera rentable económicamente. Aparte, el periodo de retorno de la inversión inicial realizada será de 19,05 años.

Comparando los resultados económicos de ambas instalaciones, se observa que el VAN obtenido en la instalación con conexión a red es mayor que la aislada de la red, por lo que tal y como se ha comentado en la descripción del VAN, la instalación conectada a la red genera más beneficios que la aislada. De esta forma también se puede observar que el periodo de retorno en la instalación aislada es mayor, así como su tasa interna de retorno (TIR) es menor. Todos estos datos confirman que la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica es más rentable y obtiene el retorno de la inversión realizada en menos tiempo que la instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica.

9. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en el trabajo, se establecen las conclusiones y se crea una tabla resumen con dichos resultados.

	Instalación conectada a la red eléctrica	Instalación aislada de la red eléctrica
Módulos fotovoltaicos	7 paneles, potencia pico de 2,8 kW	16 paneles, potencia pico de 6,4 kW
Aerogeneradores	Ninguno	Ninguno
Generador auxiliar	Ninguno	1 generador de 5,6 kW
Baterías	Ninguna	4 baterías, capacidad de 18 kWh
Inversores	1 inversor de 3 kW	1 inversor de 8 kW
Energía anual generada (MWh)	4,88	11,16
Porcentaje de demanda cubierto	68%	100%
Energía anual comprada de la red (MWh)	2,33	0
Energía anual compensada de la red (MWh)	2,3	0
Exceso anual de electricidad (MWh)	0,5	6,6
Coste de instalación (€)	12.208,09	27.927,27
Retorno de la inversión	11,2 años	19,05 años

Tabla 56. Tabla resumen final

La primera conclusión es que para la ubicación dada, desde el punto de vista económico es más rentable utilizar como fuente generadora de energía la fotovoltaica que la eólica, por lo que ambas instalaciones diseñadas serán instalaciones fotovoltaicas.

La segunda es que para este caso particular, el uso de acumulación con baterías es menos rentable utilizarlo para instalaciones con conexión a la red eléctrica, mientras que en las instalaciones aisladas es necesario debido a la necesidad de consumir energía cuando los paneles no estén generando energía.

Se puede observar que para implementar una instalación aislada de la red eléctrica se necesita mayor potencia generadora instalada, ya que tiene que cubrir el 100% de la demanda del local. Aparte necesitará de baterías de acumulación para satisfacer la demanda cuando no hay generación de energía y de un generador auxiliar para que en caso de emergencia se cubra la demanda. Al componerse de más elementos, este tipo de instalación requiere de una mayor inversión inicial para su realización.

También cabe destacar que la instalación de autoconsumo conectada a la red eléctrica es rentable económicamente, mientras que la aislada de la red no, por lo que no se recomienda la implementación de esta última a no ser que el cliente tenga una motivación ecologista dejando de lado la motivación económica. De todas formas, en caso de que la motivación sea no depender de la red eléctrica, el proyectista recomienda realizar un cambio progresivo. Es decir, primero se recomienda realizar la instalación de autoconsumo conectada a red, y una vez vistos los resultados que obtiene y se sigue estando seguro de la decisión de aislarse, implementar la instalación aislada de la red eléctrica diseñada en el proyecto. Aún así, aunque la instalación aislada de la red eléctrica no se considera un

proyecto rentable, sí conseguiría un retorno del capital inicial realizado, concretamente a los 19 años, por lo que se recomienda al cliente también tener en cuenta este dato.

10. BIBLIOGRAFÍA

- BOE, “Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.”
- BOE, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.”
- PVGIS, Obtenido de: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- IDAE, “Plan de Energías Renovables 2011-2020.”
- Jose Roger Folch, “Libro Tecnología eléctrica (3ªedición)”
- UNE, “UNE-HD 60364-5-52:2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.”
- BOE-326, “Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.”
- IDAE, “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectada a red.”
- IDAE, “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red.”
- Prysmian Club, “Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo”, Obtenido de: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>
- Red Eléctrica de España, Obtenido de: https://www.esios.ree.es/es/lumios?rate=rate2&p1=1500&p2=1500&start_date=01-01-2015T00:00&end_date=31-12-2015T00:00
- Red Eléctrica de España, Obtenido de: https://www.esios.ree.es/es/lumios?rate=rate2&p1=1500&p2=1500&start_date=01-01-2015T00:00&end_date=31-12-2015T00:00

PRESUPUESTO

En este documento se realizará el presupuesto de las dos instalaciones fotovoltaicas que se han planteado en el proyecto.

Se incluirá el coste de los materiales utilizados, representando su coste unitario, cantidad comprada y precio final total de cada uno. También se mostrarán los costes referidos a la mano de obra, donde se incluyen tanto los trabajadores que implementan el proyecto como las herramientas que han tenido que utilizar. Finalmente, tanto los costes de materiales como los de mano de obra se dividirán en tramos. Esto se realiza con la finalidad de incluir todos los costes en el software HOMER y poder obtener un diseño final más completo.

Cabe destacar que en los precios unitarios dados viene incluido el coeficiente de beneficio de la empresa instaladora y el IVA, tanto de materiales como de mano de obra.

- **Materiales**

Se realiza una recopilación de los materiales empleados para la implementación de ambas instalaciones, y se desglosa en el material que se ha utilizado, la cantidad que se ha comprado, su precio unitario y el importe total de cada uno.

- **Mano de obra**

Para la realización del trabajo, se necesitará un proyectista (en este caso el ingeniero estudiante del master en ingeniería industrial) encargado de la realización de los documentos que constituyen el presente proyecto. El sueldo del mismo será de 30 euros la hora, donde vienen incluidos los costes relacionados con el uso de softwares necesarios para implementar el proyecto (licencias de Word, Excel, HOMER y Autocad) y de costes relacionados con la administración y trámites burocráticos necesarios para dar de alta los proyectos. La cantidad de tiempo que el proyectista dedica a la realización del proyecto y a la implementación de los trámites administrativos es de 300 horas.

Además del proyectista se necesitará el trabajo de instaladores profesionales del sector. En este caso se contará con un instalador especialista y otro con menos experiencia. Los sueldos de cada uno serán de 18 y 15 euros la hora respectivamente.

Los tiempos que se tardan en realizar cada tramo de ambas instalaciones y el tiempo total para implementar cada una de ellas se representan en la siguiente tabla:

	Instalación fotovoltaica con conexión a red		Instalación fotovoltaica aislada de la red	
	Porcentaje de tiempo utilizado	Tiempo utilizado (h)	Porcentaje de tiempo utilizado	Tiempo utilizado (h)
Paneles-Inversor	70%	7	55%	7,15
Baterías-Inversor	0%	0	5%	0,65
Inversor-Cuadro eléctrico	30%	3	20%	2,6
Generador-Cuadro eléctrico	0%	0	20%	2,6
TOTAL	100%	10	100%	13

Cabe destacar que en los dos presupuestos de la instalación se incorporará el mismo número de horas de trabajo del proyectista, debido a que en el presupuesto se debe incluir el trabajo realizado del

proyecto al completo y no solo de la instalación indicada. Esto es debido a que el proyecto consiste en la implementación de ambas instalaciones y la comparativa entre las dos, por lo que aunque el cliente elige una u otra instalación, deberá pagar el precio del proyecto completo.

Una vez dicho esto, se mostrarán los presupuestos finales divididos en tramos de ambas instalaciones.

Instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica general

ud	Concepto	Cantidad	Precio unitario	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico JKM400M-72H-V	7	158,98	1.112,86
u	Estructura metálica fotovoltaica (3 paneles)	2	134,2	268,40
u	Estructura metálica fotovoltaica (1 panel)	1	48,4	48,40
m	Cable H07Z1-K CPR azul 1,5 mm ²	15	0,18	2,70
m	Cable H07Z1-K CPR negro 1,5 mm ²	15	0,18	2,70
u	Fusibles 10 ^a	2	8,28	16,56
u	Portafusibles	2	3,16	6,32
u	Caja de protecciones de continua	1	6,66	6,66
u	Tubo corrugado forrado LEXMAN 20 mm 5 m	1	2,49	2,49
u	Canaleta Blanca 12x30 2m	3	2,99	8,97
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 1,5 mm ² para módulos	10	0,18	1,80
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 1,5 mm ² para estructura fotovoltaica	10	0,18	1,80
h	Técnico instalador especializado	7	18	126,00
h	Técnico instalador	7	15	105,00
<i>Tramo de módulos fotovoltaicos a inversor</i>				1.710,66
u	Inversor Huawei SUN200-3KTL-M0	1	1087	1.087,00
u	Vatímetro Power Meter 3PH DTSU666-H	1	172,62	172,62
m	Cable H07Z1-K CPR negro 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
m	Cable H07Z1-K CPR gris 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
m	Cable H07Z1-K CPR marrón 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
m	Cable H07Z1-K CPR azul 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
u	Interruptor Magnetotérmico 16A SH204-C16	1	52,94	52,94
u	Interruptor Diferencial 5SV4642	1	54,9	54,90
u	Caja de protecciones de alterna	1	6,66	6,66
u	Canaleta Blanca 12x30 2m	5	2,99	14,95
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 1,5 mm ² para inversor	8	0,18	1,44
h	Técnico instalador especializado	3	18	54,00
h	Técnico instalador	3	15	45,00
<i>Tramo de inversor a cuadro eléctrico</i>				1.497,43
h	Proyectista	300	30	9.000,00
TOTAL				12.208,09

Instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica general

ud	Concepto	Cantidad	Precio unitario	Importe (€)
u	Módulo fotovoltaico JKM400M-72H-V	16	158,98	2.543,68
u	Estructura metálica fotovoltaica (3 paneles)	5	134,2	671,00
u	Estructura metálica fotovoltaica (1 panel)	1	48,4	48,40
m	Cable H07Z1-K CPR azul 4 mm ²	40,5	0,46	18,63
m	Cable H07Z1-K CPR negro 4 mm ²	40,5	0,46	18,63
u	Fusibles 10A	4	8,28	33,12
u	Portafusibles	4	3,16	12,64
u	Caja de protecciones de continua	1	6,66	6,66
u	Tubo corrugado forrado LEXMAN 20 mm 5 m	2	2,49	4,98
u	Canaleta Blanca 12x30 2m	3	2,99	8,97
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 4 mm ² para módulos	10	0,46	4,60
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 4 mm ² para estructura fotovoltaica	10	0,46	4,60
h	Técnico instalador especializado	7,15	18	128,70
h	Técnico instalador	7,15	15	107,25
<i>Tramo de módulos fotovoltaicos a inversor</i>				3.611,86
u	Inversor Solax X3-Hybrid-8.0T	1	2204,14	2.204,14
m	Cable H07Z1-K CPR negro 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
m	Cable H07Z1-K CPR gris 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
m	Cable H07Z1-K CPR marrón 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
m	Cable H07Z1-K CPR azul 1,5 mm ²	11	0,18	1,98
u	Interruptor Magnetotérmico 16A SH204-C16	1	52,94	52,94
u	Interruptor Diferencial 5SV4642	1	54,9	54,90
u	Caja de protecciones de alterna	1	6,66	6,66
u	Canaleta Blanca 12x30 2m	5	2,99	14,95
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 16 mm ² para inversor	8	1,88	15,04
h	Técnico instalador especializado	2,6	18	46,80
h	Técnico instalador	2,6	15	39,00
<i>Tramo de inversor a cuadro eléctrico</i>				2.442,35

u	Baterías Solax Triple Power T43 (4 baterías)	1	10091,07	10.091,07
m	Cable H07Z1-K CPR azul 25 mm ²	3	2,59	7,77
m	Cable H07Z1-K CPR negro 25 mm ²	3	2,59	7,77
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 16 mm ² para baterías	10	1,88	18,80
h	Técnico instalador especializado	0,65	18	11,70
h	Técnico instalador	0,65	15	9,75
<i>Tramo de baterías a inversor</i>				10.146,86
u	Generador eléctrico diésel INMESOL AKD-650	1	2501,95	2.501,95
m	Cable H07Z1-K CPR negro 1,5 mm ²	10	0,18	1,80
m	Cable H07Z1-K CPR gris 1,5 mm ²	10	0,18	1,80
m	Cable H07Z1-K CPR marrón 1,5 mm ²	10	0,18	1,80
m	Cable H07Z1-K CPR azul 1,5 mm ²	10	0,18	1,80
u	Interruptor Magnetotérmico 16A SH204-C16	1	52,94	52,94
u	Interruptor Diferencial 5SV4642	1	54,9	54,90
u	Caja de protecciones de alterna	1	6,66	6,66
u	Canaleta Blanca 12x30 2m	5	2,99	14,95
m	Cable H07Z1-K CPR verde y amarillo de protección de 1,5 mm ² para el generador	10	0,18	1,80
h	Técnico instalador especializado	2,6	18	46,80
h	Técnico instalador	2,6	15	39,00
<i>Tramo de generador auxiliar a cuadro eléctrico</i>				2.726,20
h	Proyectista	300	30	9.000,00
TOTAL				27.927,27

PLIEGO DE CONDICIONES

En este documento se recogen las condiciones mínimas para el desarrollo correcto de instalaciones fotovoltaicas conectadas o aisladas de la red eléctrica.

El presente documento se ha elaborado a partir de los documentos de referencia en Instalaciones fotovoltaicas, “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” y “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red”.

Generalidades

1.1 Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

1.2 Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

1.4 Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.

1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

1.9 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

Generadores fotovoltaicos

2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

2.2 El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

2.4 La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

2.5 Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

Estructuras de soporte

3.1 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

3.2 La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

3.3 La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

3.4 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

3.5 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

3.6 La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

3.7 Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Baterías

4.1. Se protegerá a las baterías frente a riesgos eléctricos de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Inversores

Se analizarán las condiciones técnicas para ambos casos de instalación, conectada y aislada de la red.

Inversor conectado a la red

5.1.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

5.1.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes: – Principio de funcionamiento: fuente de corriente. – Autoconmutados. – Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador. – No funcionarán en isla o modo aislado. La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

– UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

– UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

– IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.1.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a: – Cortocircuitos en alterna. – Tensión de red fuera de rango. – Frecuencia de red fuera de rango. – Sobretensiones, mediante varistores o similares. – Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

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

5.1.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.1.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

Encendido y apagado general del inversor.

Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

5.1.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.1.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

5.1.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

5.1.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

5.1.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.1.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.1.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.1.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.1.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

Inversor aislado de la red

5.2.1 Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

5.2.2 Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

5.2.3 Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador.

5.2.4 El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

5.2.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$V_{NOM} \pm 5 \%$, siendo $V_{NOM} = 220 V_{RMS}$ o $230 V_{RMS}$

$50 \text{ Hz} \pm 2\%$

5.2.6 El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

5.2.7 El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

5.2.8 Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones: – Tensión de entrada fuera del margen de operación. – Desconexión del acumulador. – Cortocircuito en la salida de corriente alterna. – Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

5.2.9 El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida. 5.6.10 Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

5.2.10 Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie – Polaridad y terminales

Cableado

6.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

6.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

6.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

6.4 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

Protecciones

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

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

Puesta a tierra

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

8.2 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra

Armónicos y compatibilidad electromagnética

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

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Introducción

Las instalaciones generadoras de baja tensión presentan un conjunto de riesgos similares a cualquier instalación eléctrica de baja tensión. En el presente documento se intentan recoger estos posibles riesgos que se asocian a la implementación del proyecto, así como las actuaciones correspondientes con el fin de poder evitarlos.

La importancia del estudio de seguridad y salud es tal que en el RD 1627/1997 se establece que en los proyectos de ejecución de obra se deben cumplir unas disposiciones mínimas de seguridad y salud recopiladas en un plan que debe ser aprobado antes de la obra, y supervisado y coordinado durante la misma.

Normativa

El presente informe se apoya en la aplicación de la siguiente normativa:

- RD 1627/1997
- RD 485/1997
- RD 486/1997
- Ley 31/1995
- Ley 54/2003
- RD 773/1997

Fases del proceso de obra del proyecto

En este apartado del informe se dividirá el proceso de obra del proyecto, se identificarán los riesgos de laborales más frecuentes y se aplicarán una serie de medidas de protección.

Fase de transporte

El material se transporta a la ubicación de la empresa y se deposita a pie de obra.

Identificación de los riesgos laborales

- Atropellos, colisiones y choques con la maquinaria y vehículos
- Caídas de operarios
- Caídas de objetos sobre operarios
- Vuelcos y deslizamientos de vehículos
- Sobreesfuerzos
- Problemas de visibilidad

Medidas de protección

- Coordinación y comunicación frecuente y clara
- Casco de seguridad homologado
- Frecuente hidratación
- Descansos en caso de la realización de actividades que requieran un fuerte esfuerzo físico
- Evitar trabajar con poca visibilidad y generación de polvo

Fase de montaje y colocación

En esta fase se montarán y colocarán los elementos que componen la instalación renovable, como pueden ser los módulos fotovoltaicos, la estructura fotovoltaica, el inversor y las baterías.

Identificación de los riesgos laborales

- Caídas de operarios
- Caídas de objetos sobre operarios
- Cortes con aristas u objetos punzantes
- Golpes
- Sobreesfuerzos
- Problemas de visibilidad

Medidas de protección

- Coordinación y comunicación frecuente y clara
- Redes o barandillas perimetrales en la cubierta
- Cinturón anti caída con línea de vida para trabajos realizados a cierta altura
- Casco de seguridad homologado
- Mono de trabajo homologado
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad homologado
- Frecuente hidratación
- Descansos en caso de la realización de actividades que requieran un fuerte esfuerzo físico
- Evitar trabajar con poca visibilidad y generación de polvo

Fase de montaje y unión de los conductores

En esta fase se montará la instalación eléctrica del proyecto, lo que engloba la colocación de conductores y cableado, las canalizaciones, las protecciones y las uniones eléctricas.

Identificación de los riesgos laborales

- Caídas de operarios
- Caídas de objetos sobre operarios
- Cortes con aristas u objetos punzantes
- Golpes
- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Quemaduras
- Sobreesfuerzos
- Problemas de visibilidad

Medidas de protección

- Coordinación y comunicación frecuente y clara
- Redes o barandillas perimetrales en la cubierta
- Cinturón anti caída con línea de vida para trabajos realizados a cierta altura
- Casco de seguridad homologado
- Mono de trabajo homologado

- Guantes homologados
- Calzado de seguridad homologado
- Material aislado de la corriente eléctrica
- Trabajar con desconexión de las generaciones
- Frecuente hidratación
- Descansos en caso de la realización de actividades que requieran un fuerte esfuerzo físico
- Evitar trabajar con poca visibilidad y generación de polvo

Conclusión

Haciendo un seguimiento exhaustivo de las medidas de protección planteadas se considera que el proyecto puede realizarse de forma segura y sin poner en peligro a los operarios ni a los elementos de la instalación renovable.

ANEXOS

En este documento se van a representar las fichas técnicas de los elementos que finalmente se han utilizado para la implementación de las instalaciones del proyecto.

Panel fotovoltaico Jinko solar

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max})	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (V _{mp})	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (I _{mp})	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (V _{oc})	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (I _{sc})	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency (STC) (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	
Operating Temperature (°C)					-40°C~+85°C					
Maximum System Voltage					1500VDC (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating					20A					
Power Tolerance					0~+3%					
Temperature Coefficients (P _{max})					-0.36%/°C					
Temperature Coefficients (V _{oc})					-0.28%/°C					
Temperature Coefficients (I _{sc})					0.048%/°C					
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)					45±2°C					

STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

Baterías Solax Triple Power

				MASTER BOX	T45	T63
Nominal Voltage(Vdc)				/	100.8	100.8
Operating Voltage(Vdc):				70-500	85-118	85-118
Nominal Capacity(kWh):				/	4.5	6.3
Max. charge/discharge Current(A) :				30	30	30
Recommend Charge/Discharge Current (A):				25	25	25
Standard Power(kW)				/	2.5	2.5
Maximum Power(kW)				/	3	3
System	Master Box	Battery Module	Voltage (V)	Dimension (mm)		
4.5kWh	1	T45*1	85-118	461*189*105 88	464*193*5	464*193*588
9.0kWh	1	T45*2	170-236	Weight (kg)		
13.5kWh	1	T45*3	255-354	5.7	56.6	67.5
18.0kWh	1	T45*4	340-472	Faradic Charge Efficiency(25°C/77°F) (%)		
6.3kWh	1	T63*1	85-118	99		
12.6kWh	1	T63*2	170-236	Battery Roundtrip Efficiency(C/3,25°C/77°F) (%)		
18.9kWh	1	T63*3	255-354	95		
25.2kWh	1	T63*4	340-472	Cycle life(90% DOD,25°C/77°F)		
				6000		
				Available Temperature Range (°C)		
				0--45		
				Optimal Operating Temperature (°C)		
				15--30		
				Ingress Protection		
				IP55		
				Scalability		
				Up to 4 modules(HV10045/10063)		
				Warranty(year)		
				10		

Baterías LG Chem Resu 7H

Models	RESU7H		
	Type-R	Type-C	
Total Energy [kWh] ¹⁾	7.0		
Usable Energy [kWh] ²⁾	6.6		
Capacity [Ah]	63		
Voltage Range [V]	350~450	430~550	
Max Power [kW]	3.5		
Peak Power [kW]	5.0 (for 5 sec.)	5.0 (for 10 sec.)	
Dimension [W x H x D , mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	
Weight [kg]	75	87	
Enclosure Protection Rating			IP55
Communication	RS485	CAN2.0B	
Certificates	Cell	UL1642	
	Product	TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM	TUV (IEC 62619) / CE / RCM

Gama Inversores Huawei SUN2000-M0

Especificaciones técnicas	SUN2000 - 3KTL-M0	SUN2000 - 4KTL-M0	SUN2000 - 5KTL-M0	SUN2000 - 6KTL-M0	SUN2000 - 8KTL-M0	SUN2000 - 10KTL-M0
Eficiencia						
Eficiencia Máxima	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
Eficiencia europea	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Input						
Entrada DC máxima recomendada	6,000 Wp	8,000 Wp	10,000 Wp	12,000 Wp	14,880 Wp	14,880 Wp
Máx. tensión de entrada ¹	1,100 V					
Rango de tensión de operación de MPPT ²	140 V ~ 980 V					
Tensión de entrada mínima	200 V					
Rango de tensión de potencia máxima de MPPT	140 V ~ 850 V	190 V ~ 850 V	240 V ~ 850 V	285 V ~ 850 V	380 V ~ 850 V	470 V ~ 850 V
Tensión nominal de entrada	600 V					
Máx. intensidad por MPPT	11 A					
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	15 A					
Cantidad de rastreadores MPP	2					
Máx. número de entradas por MPPT	1					
Salida						
Conexión a red eléctrica	Tres fases					
Potencia nominal activa de CA	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Máx. potencia aparente de CA	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ³
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz					
Máx. intensidad de salida	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo					
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %					
Características y protecciones						
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí					
Protección anti-isla	Sí					
Protección contra polaridad inversa CC	Sí					
Monitorización de aislamiento	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas CC ⁴	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas CA ⁴	Sí					
Monitorización de la corriente residual	Sí					
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí					
Protección contra cortocircuito de CA	Sí					
Protección contra sobretensión de CA	Sí					
Protección ante arco eléctrico	Sí					
Control de receptor ripple	Sí					
DC MBUS al optimizador	No					

Gama Inversores Solax X3-Hybrid



X3-HYBRID HV (THREE PHASE)

X3-HYBRID-5.0T

X3-HYBRID-6.0T

X3-HYBRID-8.0T

X3-HYBRID-10.0T

	X3-HYBRID-5.0T	X3-HYBRID-6.0T	X3-HYBRID-8.0T	X3-HYBRID-10.0T
INPUT (DC)				
Max.PV array power [Wp]	A:3000/B:3000	A:4000/B:4000	A:6000/B:4000	A:8000/B:5000
Max.DC voltage [V]	1000	1000	1000	1000
Nominal DC operating voltage [V]	720	720	720	720
Max. input current (input A/input B) [A]	11/11	11/11	20/11	20/11
Max. short circuit current (input A/input B) [A]	14/14	14/14	23/14	23/14
MPPT voltage range[V]	180-950	180-950	180-950	180-950
Start operating voltage[V]	180	180	180	180
No. of MPP trackers	2	2	2	2
Strings per MPP tracker	A:1/B:1	A:1/B:1	A:2/B:1	A:2/B:1
INPUT AC				
Max. apparent AC power[VA]	5000	6000	8000	10000
Max. AC current[A]	8.0	9.6	12.8	16.0
Nominal grid voltage(AC voltage range)[V]	400/230:380/220	400/230:380/220	400/230:380/220	400/230:380/220
Nominal grid Frequency/range[Hz]	50/60	50/60	50/60	50/60
OUTPUT AC				
Nominal AC power [VA]	5000	6000	8000	10000
Max. apparent AC power [VA]	5000	6000	8000	10000
Nominal grid voltage(AC voltage range) [V]	400/230:380/220			
Nominal grid frequency/range [Hz]	50/60			
Nominal AC current [A]	7.2	8.7	11.6	14.5
Max. AC current [A]	8.0	9.6	12.8	16.0
Displacement power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
THDi, rated power [%]	<3			
OUTPUT DC (BATTERY)				
Battery voltage range [V]	160-800			
Max.continuous charge/discharge current [A]	25			
Communication interfaces	CAN/RS485			
Reverse connect protection	Yes			
EPS OUTPUT (WITH BATTERY)				
EPS MAX. continuous apparent power [VA]	5000	6000	8000	10000
EPS rated voltage[V],Frequency [Hz]	400/230VAC;380/220VAC; 50/60			
EPS MAX.continuous current [A]	7.2	8.7	11.6	14.5
EPS peak apparent power [VA] Duration[s]	<10000 60	<12000 60	<14000 60	<15000 60
Changeover time [s]	<1.5			
THDv, linear Load [%]	<2			
EFFICIENCY				
MPPT efficiency [%]	99.9			
Euro efficiency [%]	97.0			
Max. efficiency [%]	97.8			
Battery charge/discharge efficiency [%]	97.0/96.0	97.0/96.0	97.5/96.5	97.5/96.5
POWER CONSUMPTION				
Standby consumption (Night) [W]	50 in standby mode, 10 in idle mode			
STANDARD				
Safety	IEC62109-1/-2			
EMC	EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			
Certification	VDE 0126-1-1 A1:2012 / VDE-AR-N 4105 / G98 / AS4777 / EN50549 / CEI 0-21 / and so on			
ENVIRONMENT LIMIT				
Degree of protection(according to IEC60529)	IP65			
Operating temperature range [°C]	-20~+60 (derating at+45)			
Max. operation altitude [m]	2000			
Humidity [%]	0-100 (non-condensing)			
Storage temperature [°C]	-20~+60			
Typical noise emission [dB]	40			
DIMENSION AND WEIGHT				
Dimensions(WxHxD) [mm]	457*654*228			
Weight[kg]	45			
Cooling concept	Natural			
Topology	Non-isolated			
Communication interfaces	Ethernet/Meter/Pocket WIFI(optional)/Pocket LAN(optional)/Pocket GPRS(optional)/DRM/USB/ISO alarm/CAN/BMS/NTC			
LCD display	Backlight 20*4 character			
Standard warranty [years]	5-10			





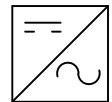








Generador auxiliar

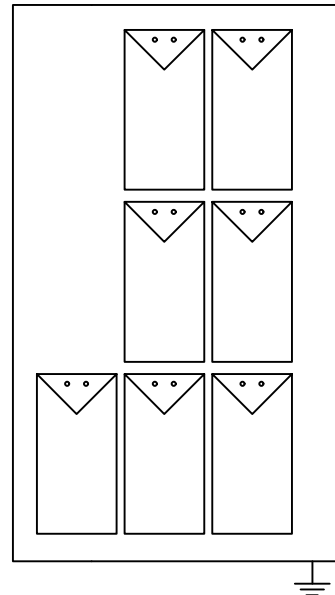
Características generales del grupo	
Potencia continua PRP (kVA/kW)	-
Potencia emergencia LTP (kW)	5,6
Frecuencia (Hz)	50
Régimen de funcionamiento (r.p.m.)	3000
Tensión (V)	400 / 230
Factor de Potencia (Cos Φ)	0,8
Dimensiones y peso	
Dimensiones (mm) Largo x Ancho x Alto	810x550x600
Peso (kg)	117

PLANOS

En este documento se incorporarán tanto los planos de la disposición de paneles en la cubierta como los esquemas unifilares de las dos instalaciones planteadas en el proyecto: la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica y la instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica.

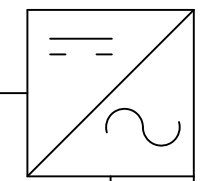


LEYENDA	
	Panel solar Jinko mono PERC 400 Wp
	Toma de tierra
	Fusible 10A
	Interruptor seccionador
	Inversor Huawei SUN2000-3KTL-M0
	Baterías de litio LG Chem Resu 7H
	Interruptor magnetotérmico-diferencial
	Vatímetro Smart Meter DTSU666-H
	Cuadro General de Mando y Protección
	Consumos de la empresa
	Transformador de potencia
	Red eléctrica
	Interruptor General de la nave



$V_n = 291,9 \text{ V}$
 $I_n = 9,6 \text{ A}$

(A)



$V_n = 400 \text{ V}$
 $I_n = 5,1 \text{ A}$

(A)

Cableado	
(A)	Cable H07Z1-K CPR de sección 1,5 mm ²

