

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA
AISLADA DE LA RED**

Autor: Francisco Carlos Palma Tomás

Director: Antonio Fayos Alvarez

Índice

1.	GENERALIDADES.....	1
1.1.	OBJETIVO DEL PROYECTO.....	1
1.2.	JUSTIFICACIÓN.....	1
1.3.	NORMATIVA.....	1
2.	CARACTERÍSTICAS DE LA VIVIENDA.....	2
2.1.	UBICACIÓN.....	2
2.2.	DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA.....	2
2.3.	NECESIDADES ENERGÉTICAS.....	2
2.4.	RECEPTORES Y PAUTAS DE CONSUMO DE LA ENERGÍA.....	3
2.4.1.	Frigorífico.....	3
2.4.2.	Lavadora.....	3
2.4.3.	Cocina.....	3
2.4.4.	Horno.....	3
2.4.5.	Microondas.....	4
2.4.6.	Campana extractora.....	4
2.4.7.	Aire acondicionado.....	4
2.4.8.	Tomas de corriente de uso general.....	4
2.4.9.	Iluminación.....	5
2.5.	RESUMEN DE CONSUMOS.....	5
3.	MÉTODOS DE OBTENCIÓN DE LA ENERGÍA.....	7
3.1.	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	7
3.1.1.	El efecto fotoeléctrico.....	7
3.1.2.	Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.....	7
3.1.3.	Orientación e inclinación.....	8
3.1.4.	Distancia entre paneles fotovoltaicos.....	8
3.1.5.	Sistemas aislados de la red. Elementos de la instalación.....	9
3.1.6.	PVGIS.....	12
3.2.	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA. ENERGÍA EÓLICA.....	13
3.2.1.	Características generales del viento.....	13
3.2.2.	Cuantificación de la energía existente en el viento.....	14
3.2.3.	Valoración y caracterización del viento.....	16
3.2.4.	Modelización del comportamiento del viento.....	16
3.2.5.	Tipos de aerogeneradores.....	17
	Sistemas de generación de eje vertical.....	17

Sistemas de eje horizontal.....	18
3.2.6. Curva de potencia de un aerogenerador	21
3.2.7. Distancia entre aerogeneradores.....	22
3.2.8. Clasificación de los sistemas eólicos	23
3.2.9. Sistemas aislados de la red. Elementos de la instalación.....	23
3.3. INSTALACIONES MIXTAS FOTOVOLTAICAS-EOLICAS.....	24
4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	25
4.1. CONSUMOS	25
4.2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	26
4.2.1. Número de paneles	26
4.2.1.1. Número de paneles fotovoltaicos para inclinación mixta.....	26
4.2.1.2. Número de paneles fotovoltaicos para inclinación óptima	32
4.2.2. Distancia entre paneles fotovoltaicos	35
4.2.3. Regulador	35
4.2.4. Inversor.....	36
4.2.5. Acumuladores.....	36
4.2.6. Cableado. Cálculo de secciones.....	38
4.2.7. Sección paneles-regulador	39
Sección según caída de tensión.....	39
Sección según ITC-BT-19.....	39
4.2.8. Sección regulador-acumuladores.....	41
Sección según caída de tensión.....	41
Sección según ITC-BT-19.....	41
4.2.9. Sección inversor acumuladores.....	41
Sección según caída de tensión.....	41
Sección según ITC-BT-19.....	42
4.3. INSTALACIÓN EOLICA	43
4.3.1. Energía anual producida.....	43
4.3.2. Distribución anual del viento	43
4.3.3. Cálculo del número de aerogeneradores. Aerogenerador REVO-air32 2000.....	50
4.3.4. Cálculo del número de aerogeneradores. Aerogenerador air32 1000	54
4.3.5. Regulador	57
4.3.6. Inversor.....	58
4.3.7. Acumuladores.....	58
4.3.8. Cableado. Cálculo de secciones.....	59

4.3.9. Sección aerogenerador1-regulador.....	59
Sección según caída de tensión.....	59
Sección según ITC-BT-19.....	60
4.3.10. Sección aerogenerador2-regulador	61
4.3.11. Sección regulador-acumuladores.....	62
Sección según caída de tensión.....	62
Sección según ITC-BT-19.....	62
4.3.12. Sección inversor acumuladores.....	62
Sección según caída de tensión.....	62
Sección según ITC-BT-19.....	63
4.4. INSTALACIÓN MIXTA FOTOVOLTAICA EOLICA	64
4.4.1. Consumos	64
4.4.2. Número de paneles fotovoltaicos	64
4.4.3. Energía producida mediante paneles fotovoltaicos.....	66
4.4.4. Número de aerogeneradores	66
4.4.5. Número de aerogeneradores	67
4.4.6. Generación total de energía.....	68
4.4.7. Regulador	70
4.4.8. Inversor.....	70
4.4.9. Baterías.....	70
4.4.10. Cableado. Cálculo de secciones.....	72
4.4.11. Sección aerogenerador-regulador	72
Sección según caída de tensión.....	72
Sección según ITC-BT-19.....	73
4.4.12. Sección paneles regulador	74
4.4.13. Sección regulador-acumuladores.....	75
Sección según caída de tensión.....	75
Sección según ITC-BT-19.....	75
4.4.14. Sección inversor acumuladores.....	75
Sección según caída de tensión.....	75
Sección según ITC-BT-19.....	76
5. PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN.....	77
6. PLAN DE MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	80
6.1. Tipos de mantenimiento	80
6.2. Mantenimiento de la instalación	80

6.2.1. Mantenimiento de los módulos fotovoltaicos	80
6.2.1. 1 Limpieza del panel.....	80
6.2.1. 2 Inspección visual.....	80
6.2.2. 3 Control del conexionado y partes eléctricas del panel	81
6.2.1. 4 Control de la estructura.....	81
6.2.2. Mantenimiento del aerogenerador.....	81
6.2.3. Mantenimiento del inversor.....	82
6.2.4. Mantenimiento del regulador	82
6.2.5. Mantenimiento de los acumuladores	82
7. ANEXO1. PRESUPUESTO Y COSTES.....	83
7.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	85
7.1.1. Presupuesto.....	85
7.1.2. Coste del Wpico.....	86
7.1.3. Coste del kWh.....	86
7.2. INSTALACIÓN EOLICA	89
7.2.1. Presupuesto.....	89
7.2.2. Coste del kWh.....	90
7.3. INSTALACIÓN MIXTA	92
7.3.1. Presupuesto.....	92
7.3.1. Coste del kWh.....	93
7.4. Comparación respecto a línea aérea.....	94
8. ANEXO 1. Planos.....	97
8.1. PLANO 1. UBICACIÓN	99
8.2. PLANO 2. PLANTA	101
8.3. PLANO 3. DISTRIBUCIÓN	103
8.4. PLANO 4. LAYOUT INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	105
8.5. PLANO 5. ESQUEMA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	107
8.6. PLANO 6. LAYOUT INSTALACIÓN EÓLICA	109
8.7. PLANO 7. ESQUEMA INSTALACIÓN EÓLICA.....	111
8.8. PLANO 8. LAYOUT INSTALACIÓN MIXTA	113
8.9. PLANO 9. ESQUEMA INSTALACIÓN MIXTA.....	115
9. Anexo 2. especificaciones de los elementos de la instalación. datasheets	117
9.1. MÓDULO POLICRISTALINO 250W - JKM250P-60 (EU) – JINKO	119
9.2. AEROGENERADOR AIR 32 1000.....	121
9.3. CONTROLADOR DE CARGA MPPT 150/85	123

9.4.	CONTROLADOR DE CARGA TRISTAR 60A.....	125
9.5.	BATERÍA. ELEMENTO ESTACIONARIO OPZS TRANSPARENTE DE PLOMO-ÁCIDO TECHNOSUN 127	
9.6.	INVERSOR PHOENIX 48/5000 - VICTRON	129
10.	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	131

1. GENERALIDADES

1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivos:

- Realizar los cálculos necesarios para dimensionar una instalación que abastezca energéticamente una vivienda unifamiliar aislada de la red de distribución. Para ello se van a plantear varios casos de producción/consumo.
- Realizar un pequeño estudio económico de las diferentes alternativas que se van a plantear para comprobar la viabilidad de cada una de ellas.
- Aportar una serie de datos y de conocimientos técnicos y teóricos para facilitar la comprensión tanto de los cálculos como de otros aspectos que conciernen al proyecto.
- Aportar una serie de indicaciones para establecer un plan de mantenimiento de la instalación que ayude a conseguir un correcto funcionamiento de todos los equipos y alargar la vida útil de los mismos.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El motivo por el cual se realiza un proyecto como este es, que debido al alto coste que puede suponer ejecutar la obra necesaria para poder disponer de la red eléctrica en una vivienda, a veces se plantea la situación de realizar una instalación que, estando aislados de la red, pueda abastecer energéticamente la misma. Se debe tener claro que tratándose de una vivienda de uso habitual se va a necesitar un abastecimiento continuo de energía, planteándose tres alternativas para la generación de la energía, buscando un equilibrio entre la practicidad y la viabilidad económica de la instalación.

- Primer caso; se abastecerá la vivienda únicamente con una fuente de energía, que será energía fotovoltaica.
- Segundo caso; la vivienda será abastecida energéticamente utilizando energía eólica.
- Tercer caso; se planteará una instalación mixta fotovoltaica-eólica.

1.3. NORMATIVA

Este proyecto se ha realizado cumpliendo la siguiente normativa:

- Reglamento Electrotécnico De Baja Tensión (Real Decreto 842/2002, de 2 agosto) así como las instrucciones técnicas y hojas de interpretación que le afecten.
- Código Técnico de la Edificación (Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo).
- Normas UNE de obligado cumplimiento.

2. CARACTERÍSTICAS DE LA VIVIENDA

2.1. UBICACIÓN

La vivienda para la cual se van a realizar todos los cálculos está ubicada en la localidad de Alcoy, provincia de Alicante a una altura de 790 metros sobre el nivel del mar. El emplazamiento puede verse en el apartado 8.1.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA

Se trata de una vivienda de nueva construcción de una sola planta que cuenta con las siguientes estancias

- Comedor
- Cuarto de baño 1
- Habitación 1
- Habitación 2
- Habitación 3
- Cuarto de apartamentado (destinado a alojar todos los elementos de la instalación generadora)
- Cuarto de baño 2
- Cocina
- Despensa

La instalación de los paneles fotovoltaicos se realiza en el tejado de la vivienda, ya que se dispone de un tejado con una superficie capaz de alojarlos.

Los aerogeneradores se instalarán en el jardín de la vivienda.

2.3. NECESIDADES ENERGÉTICAS

El caso que se expone en el presente proyecto trata de reflejar las necesidades energéticas de una vivienda cualquiera en nuestro país. Para ello se han tomado como referencia los últimos datos que proporciona el IDAE, que para una vivienda unifamiliar media en España, en kWh/día, son los siguientes:

Servicios	Zona Atlántica		Zona Continental		Zona Mediterránea		España	
Calefacción	9.938	45,9%	15.270	71,2%	9.245	63,3%	11.311	66,5%
Agua caliente sanitaria	1.394	6,4%	1.858	8,7%	1.607	11,0%	1.664	9,8%
Cocina	1.646	7,6%	1.146	5,3%	819	5,6%	1.019	6,0%
Refrigeración	5.201	24,0%	275	1,3%	175	1,2%	209	1,2%
Iluminación	332	1,5%	423	2,0%	471	3,2%	439	2,6%
Electrodomésticos	2.966	13,7%	2.261	10,5%	2.060	14,1%	2.154	12,7%
Standby	192	0,9%	213	1,0%	222	1,5%	216	1,3%
TOTAL	21.670,481	100%	21.445,292	100%	14.598,351	100%	17.011,982	100%

2.4. RECEPTORES Y PAUTAS DE CONSUMO DE LA ENERGÍA

A continuación se va a mostrar una relación de los receptores y del tipo de energía que consumen, de forma que todos aquellos que no estén alimentados con energía eléctrica no se contabilizarán para realizar los cálculos de consumo de energía.

2.4.1. Frigorífico

El frigorífico es el receptor que más energía consume en una vivienda ya que está funcionando las 24 horas del día durante todo el año, por lo que se debe hacer un uso racional del mismo. Las pautas que pueden ayudar a conseguir un ahorro de energía en el uso del frigorífico son:

- Regular la temperatura siguiendo las indicaciones del fabricante, ya que un pequeño aumento de esta supone consumir mucha más energía.
- Ubicar el frigorífico lo más alejado posible de las fuentes de calor.
- No introducir alimentos calientes en el frigorífico
- Intentar abrir las puertas solo el tiempo necesario

2.4.2. Lavadora

La elección de la lavadora se debe realizar en función del consumo eléctrico, la capacidad de carga, el agua consumida durante el lavado, la velocidad de centrifugado y el tiempo de funcionamiento. A la hora de realizar la previsión de cargas se tendrá en cuenta la potencia de la lavadora y el tiempo de funcionamiento de la misma. Algunas de las pautas que se pueden seguir para conseguir un ahorro de energía en el uso de este electrodoméstico son:

- Realizar lavados aprovechando lo máximo posible la capacidad de la lavadora
- Realizar los lavados con el agua a la temperatura lo más baja posible
- Elegir lavadoras con la velocidad de centrifugado alta

2.4.3. Cocina

Existen tres tipos de cocina con mayor presencia en el mercado: Cocinas de gas, cocinas de inducción y las vitrocerámicas. En el caso de este proyecto se ha elegido una cocina de inducción debido a su mayor eficiencia.

2.4.4. Horno

El horno es otro receptor puramente eléctrico, por lo que tendremos en cuenta el tiempo de conexión y la potencia del mismo para poder realizar una previsión de cargas adecuada.

2.4.5. Microondas

Se ha incluido en la relación de receptores el microondas debido a que está presente prácticamente en todas las viviendas. La potencia consumida por este tipo de electrodoméstico puede variar mucho, con lo que es fácil encontrar un tipo de microondas que se adapte de forma adecuada a nuestras necesidades.

2.4.6. Campana extractora

Aunque las campanas extractoras no suelen ser receptores con un gran consumo también se tendrá en cuenta a la hora de realizar los cálculos de previsión de cargas, ya que dependiendo del tiempo que se utilice puede ser un elemento a considerar.

2.4.7. Aire acondicionado

En la vivienda hay un único aire acondicionado. El consumo de estos aparatos puede variar mucho, adaptándose perfectamente a las necesidades de cualquier vivienda. En el caso del presente proyecto se cuenta con un aire acondicionado de 1000W.

2.4.8. Tomas de corriente de uso general

Las tomas de corriente se utilizan para conectar aparatos eléctricos. Para estimar el consumo de las tomas de corriente hemos tomado como ejemplo lo establecido en el REBT. El REBT en su ITC-BT-25 establece la potencia prevista para cada una de las tomas de cada uno de los circuitos, con un factor de simultaneidad de 0,2 y un factor de utilización de 0,25, tomándose como referencia 3450W, con lo que la potencia prevista para cada toma es de 184 W. Teniendo en cuenta que el REBT establece el número mínimo de tomas de corriente como el siguiente:

Estancia	nº mínimo de tomas	nº mínimo de tomas total
Salón	3	3
Dormitorio	3	9
Baños	1	1
Pasillos o distribuidores	1	1
Cocina	5	5
TOTAL		19

La potencia total máxima será de:

$$P_T = n \cdot P_a \cdot F_s \cdot F_u$$

- P_T = Potencia total prevista
- n = Número de tomas o receptores
- P_a = Potencia prevista por toma o receptor
- F_s = Relación de receptores conectados simultáneamente sobre el total

- $F_u =$ Factor medio de utilización de la potencia máxima del receptor

$$P_T = 19 \cdot 3680 \cdot 0,2 \cdot 0,25 = 3496 \text{ W}$$

Esto quiere decir que como máximo tendremos un consumo por parte de las tomas de corriente de 3496 W. Este consumo se dará solamente durante periodos de tiempo muy cortos.

2.4.9. Iluminación

Aunque dependiendo del tipo de lámparas utilizadas en la iluminación esta puede representar un consumo instantáneo sin importancia comparado con otros elementos, se debe tener en cuenta debido a que es una de las partes de la vivienda que estará consumiendo energía durante más tiempo. Siguiendo una serie de pautas se puede reducir el consumo producido por esta parte de la instalación:

- Utilizar lámparas de LEDs, ya que una lámpara LED con las mismas características que una lámpara incandescente tiene un consumo aproximadamente 7 veces menor.
- Encender las luces solo cuando sea necesario
- Aprovechar al máximo la luz solar

2.5. RESUMEN DE CONSUMOS

Si se estuviera tratando de llevar a cabo una instalación en una vivienda real, se debería realizar un estudio en el cual se haría una relación de todos los receptores y las pautas de consumo que se vayan a tener. Es imprescindible saber los hábitos de las personas que van a ocupar la vivienda para realizar una instalación adecuada. En el caso del presente proyecto se han planteado una serie de condiciones que van a determinar las características de la instalación en función del consumo pico y del consumo diario. La potencia de cada uno de los receptores es la siguiente:

Elemento	Potencia (W)	Número
Nevera	35	1
Microondas	1000	1
Campana	300	1
Televisores	100	2
Iluminación total	800	
Cocina inducción	1000	1
Horno	1500	1
Lavadora	750	1
Aire acondicionado	1000	1
Tomas de corriente	3496	1

Para realizar los cálculos del presente proyecto, después de conocer los consumos tendremos en cuenta lo siguiente:

- Consumo diario: Varía en función del mes, se toman como referencia los datos del IDAE. Teniendo en cuenta que no se contabiliza el consumo de la calefacción se establece en torno a 9 kWh/día.
- Días de autonomía: Para poder garantizar el suministro ininterrumpido de energía se calcularán las baterías para 5 días de autonomía en el caso de las instalaciones fotovoltaica y eólica y para 3 días en el caso de la instalación mixta.
- Potencia instantánea máxima consumida: Esta potencia, que solo se dará en periodos de tiempo muy cortos, determinará la potencia del inversor, que será de 5000 W.

3. METODOS DE OBTENCIÓN DE LA ENERGÍA

3.1. FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1.1.El efecto fotoeléctrico

Este efecto se produce al incidir la radiación solar sobre materiales semiconductores. La energía recibida provoca el movimiento de electrones, de forma que si se unen dos regiones diferentes del material a las cuales se les ha dotado de concentraciones diferentes de electrones se establece un campo eléctrico que provocará la circulación de una corriente eléctrica. Cuando la radiación solar incide en una de las caras de este material aparece en ella una tensión análoga a la que se produce en los bornes de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede “extraerse” energía eléctrica que es utilizable en distintas aplicaciones.

3.1.2. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

Las instalaciones fotovoltaicas pueden dividirse en dos tipos, aisladas o conectadas a la red eléctrica, pudiendo establecer dentro de las instalaciones conectadas a la red otra división; las centrales fotoeléctricas y los sistemas fotovoltaicos en viviendas conectadas a la red, a continuación explicaremos brevemente estos tipos de instalaciones.

- **Centrales fotoeléctricas y viviendas conectadas a la red:** El modo de funcionamiento de ambos tipos de instalaciones es el mismo, ya que las únicas diferencias que pueden darse son el tamaño del campo colector y los elementos asociados a este.

Uno de los factores favorables de la energía fotovoltaica en conexión a la red, es la posibilidad de generación en ramificaciones terminales de la red de distribución, mejorando la calidad del servicio y cubriendo servicios mínimos en caso de fallo de la red. Adicionalmente la energía producida es máxima en las horas pico, que es cuando más problemas de suministro tienen las compañías eléctricas y el coste de generación es mayor.

En el caso de viviendas conectadas a la red, el tamaño del campo colector está limitado únicamente por las dimensiones del área adecuada del tejado de la vivienda, mientras que en el caso de las centrales eléctricas fotovoltaicas no hay ningún factor limitante, salvo la propia viabilidad de la instalación.

Las instalaciones conectadas a la red no incluyen baterías, ni por tanto, reguladores. Los sistemas se componen únicamente de módulos fotovoltaicos y el inversor convertidor. Los módulos fotovoltaicos empleados en este tipo de sistemas son los mismos que en el caso de instalaciones aisladas de la red, sin embargo, las grandes diferencias aparecen en el tipo de convertidor inversor empleado, que tiene que presentar entre otras las siguientes características:

- Sistemas de medida de la energía consumida/entregada.
- Discriminación de los diferentes estados del campo colector para interrumpir o reanudar el suministro.
- Control de la fase, para adecuar la corriente alterna producida a la fase de la energía de la red.

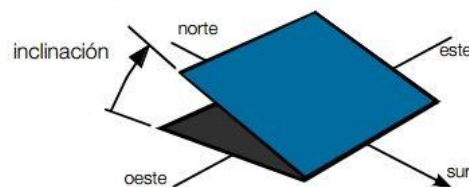
En la actualidad existen modelos comerciales electrónicos que son capaces de cubrir todas las necesidades, aunque se sigue avanzando en el diseño de estos aparatos para aumentar su fiabilidad y prestaciones.

- **Sistemas aislados de la red:** Son sistemas en los que obtenemos la energía mediante los paneles fotovoltaicos almacenando los excedentes en acumuladores. Mediante este tipo de sistemas podemos disponer de energía en lugares donde no llega la red eléctrica.

3.1.3.Orientación e inclinación

Debido a que la energía se obtiene del sol, se intentará dar una inclinación a los paneles de forma que capturen la máxima cantidad de energía posible, pudiendo cambiar el ángulo de los mismos en cada época del año (captando más energía en los meses de invierno con ángulos mayores y en los meses cercanos a verano con ángulos menores) o escoger la inclinación para la cual se obtiene la mayor cantidad de energía durante un año sin cambiar la inclinación de los paneles, la cual será la "inclinación óptima". Más adelante se expondrán varios casos con diferentes grados de inclinación para ver cómo afecta esto a la obtención de energía.

Otro aspecto a tener en cuenta es que los paneles siempre deben estar orientados hacia el sur, cambiando su orientación hacia el este solo si algún cuerpo proyecta sombras sobre ellos en algún momento.

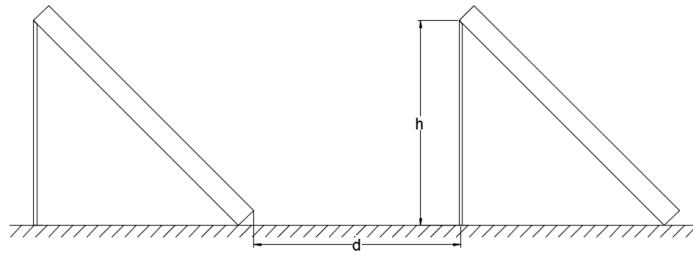


3.1.4.Distance entre paneles fotovoltaicos

En el caso de que se hicieran varias alineaciones de módulos fotovoltaicos hay que tener en cuenta que no se proyecten sombras entre ellos. La distancia "d" medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos solares y un obstáculo de altura "h" que pueda producir sombras sobre la instalación, será superior al valor obtenido en la expresión:

$$d = h / \text{tg}(61 - \text{latitud})$$

- $d =$ Distancia entre módulos
- $h =$ Altura del módulo fotovoltaico

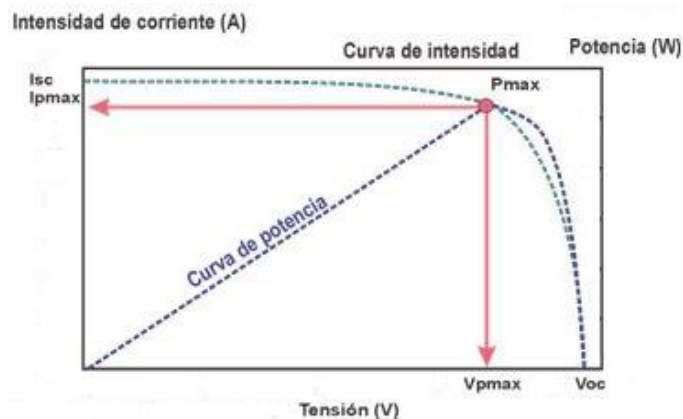


3.1.5. Sistemas aislados de la red. Elementos de la instalación

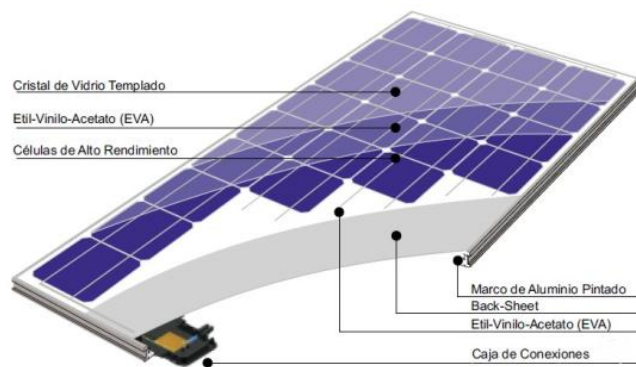
El caso de estudio de este proyecto es una vivienda aislada de la red, lo cual establece una serie de características que van a condicionar nuestra instalación. El objetivo es cubrir las necesidades energéticas de la vivienda mediante paneles fotovoltaicos, por lo que se debe prever que en ocasiones no se dispondrá de energía solar, debiendo almacenar excedentes de energía. Partiendo de esta premisa los elementos de la instalación serán los siguientes:

- **Paneles fotovoltaicos:** Se encargan de transformar la energía que captan del sol en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico o fotovoltaico. Los valores de irradiación se dan en Wh/m²/día. Si dividimos este valor entre 1000 obtendremos el número de HSP (horas solares pico), que son el número de horas equivalentes que tenemos una irradiancia solar constante de 1000W/m² a lo largo de un día, siendo la irradiancia un valor de potencia incidente de radiación electromagnética por unidad de superficie. Las principales características del panel fotovoltaico son:
 - Tensión de circuito abierto: Es la tensión que se obtiene entre los bornes del panel cuando no hay ninguna carga conectada, esta tensión es la máxima que es capaz de proporcionar el panel.
 - Tensión pico: Es la tensión que proporciona el panel cuando está funcionando a su máxima potencia.
 - Corriente pico: Es la corriente que suministra el panel a máxima potencia.
 - Potencia pico: Es el producto de la tensión pico por la corriente de pico. Normalmente los fabricantes proporcionan este dato para una irradiación de 1000W/m².
 - Corriente de cortocircuito: Es el valor de corriente que obtenemos si cortocircuitamos los bornes del panel, varía en función de la radiación a la que sometemos el panel.

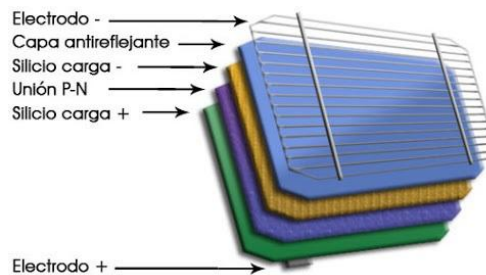
Con estos valores obtenemos la curva característica que nos proporcionan los fabricantes, la llamada curva V-I.



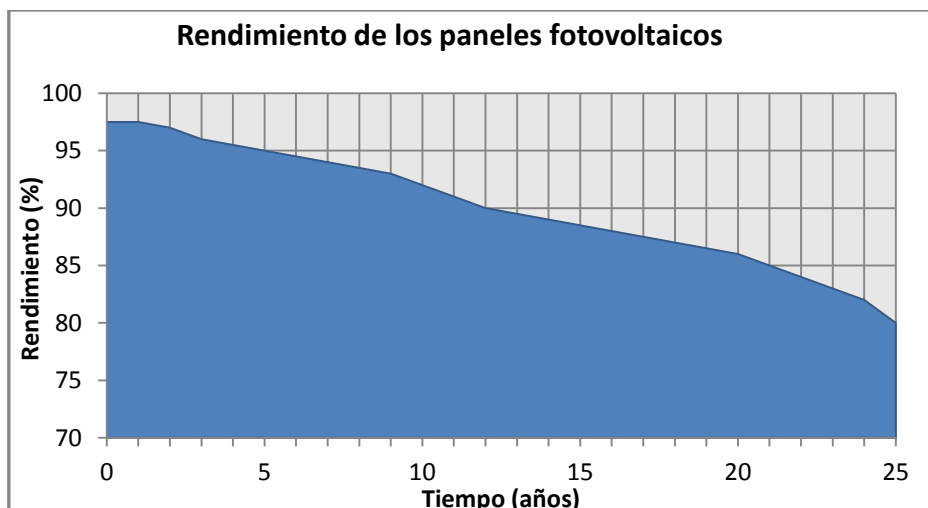
La mayoría de los paneles se fabrican de la siguiente forma:



- Cubierta exterior: Normalmente de vidrio, antirefractante, resistente a la abrasión y los impactos, sirve como protección del encapsulante, además de facilitar la transmisión de la radiación solar.
- Encapsulante: Generalmente de silicona o EVA (Etil-Vinilo-Acetato). Sirve para proteger las células de los agentes atmosféricos y químicos.
- Célula fotovoltaica: Es la parte del panel encargada de realizar la conversión de radiación solar a energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.



- Pérdidas: Con el paso del tiempo, al estar expuestos al sol, los paneles fotovoltaicos sufren una degradación, por lo que se debe introducir un coeficiente de pérdidas en los cálculos que realicemos. El fabricante garantiza que los paneles se degradan siguiendo el siguiente gráfico.



Como se puede ver, el fabricante garantiza que a los 25 años los paneles han sufrido una degradación del 20%, por lo que se escogerá este valor como coeficiente de pérdidas desde el primer año, de forma que se trabajará sobredimensionando la instalación.

- **Baterías:** Son la parte de la instalación encargada de almacenar energía para poder utilizarla cuando nuestros paneles no la están produciendo, además permiten suministrar una cantidad de energía mayor que la que producen los paneles por sí solos. Debido a que las baterías son la parte más cara de la instalación se ha puesto especial atención a la hora de elegir las. Una de las principales consideraciones que se debe tener en cuenta es conocer el tipo de descarga al que vamos a someter las baterías. En el caso del presente proyecto se trata de ciclos de descarga diarios superficiales, ya que durante el día se estará produciendo energía, con lo que parte de esta, si no es toda, provendrá de los paneles, de forma que solo se descargará energía de los acumuladores por la noche o en periodos en los que no se tenga luz solar. Se considerará una profundidad de descarga máxima, ya que, como se verá más adelante, la vida útil de los acumuladores depende del número de ciclos de carga y descarga y de la profundidad de descarga. Las baterías que mejor se adaptan a este tipo de ciclos de descarga son las baterías estacionarias, las cuales tienen una mayor vida útil para tiempos de flotación largos y descargas esporádicas profundas. Las principales características que definen las baterías son:
 - Capacidad: Determina la cantidad de energía que es capaz de almacenar el acumulador. La capacidad se mide en amperios hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga, variando esta capacidad en función del tiempo que se tarde en descargar la batería, siendo menor cuanto más rápido se descargue.
 - Tensión nominal: Es la tensión que proporciona la batería entre sus bornes.
 - Profundidad de descarga: Otro aspecto que se debe tener en cuenta es la profundidad de descarga. Se llama profundidad de descarga al valor de Ah en % que se ha sacado de un acumulador. Por ejemplo si se tiene una batería de 100Ah y la instalación ha demandado 20Ah, la batería es sometida a una profundidad de descarga del 20%.
- **Regulador:** Debido a que los acumuladores pueden almacenar una cantidad de energía máxima y que en ciertos momentos se estará consumiendo a la vez que se produce energía, se necesitará administrarla, de lo que se encarga el regulador, pudiendo prescindir de él solo cuando los paneles sean autorregulados. Este elemento se encarga de regular el flujo de energía en la instalación, tanto en dirección a las baterías para que estas no se sobrecarguen de forma peligrosa, como para administrar la corriente que sale de los acumuladores y de los paneles cuando se esté produciendo y consumiendo al mismo tiempo. Sus características más importantes son:

- Tensión nominal: Es la tensión a la cual funciona nuestro regulador, debe de ser la misma que la de las baterías y de la configuración los paneles.
- Corriente máxima: Es la corriente máxima que es capaz de gestionar el regulador.
- **Inversor:** La mayoría de las instalaciones utilizan inversores para convertir la corriente continua de la instalación fotovoltaica a una corriente alterna. Las principales características que se tienen que tener en cuenta a la hora de elegir un inversor son:
 - Tensión de entrada: Es la tensión a la cual funciona el inversor por la parte de continua, se debe adaptar a la del generador. Las tensiones habituales de funcionamiento son 12, 24 y 48V.
 - Potencia máxima de salida: Es la potencia máxima que es capaz de proporcionar el inversor.
 - Eficiencia: Cuando se dimensiona el inversor se debe tener en cuenta que, cuanto más se aproxime la potencia que está entregando a su potencia máxima de salida, mayor es su eficiencia. Por este motivo en ocasiones es mejor disponer de varios inversores de menor potencia.

Además de todas las partes necesarias para producir y gestionar la energía también son necesarios elementos habituales de operación y protección en cualquier línea eléctrica que son:

- Protecciones: Dado que tanto el regulador como el inversor disponen de protecciones internas no es necesario realizar cálculos referentes a las protecciones de la instalación fotovoltaica. En caso de instalar algún tipo de interruptor automático será poder desconectar partes de la instalación facilitando las labores de mantenimiento.
- Cableado: Es la parte de la instalación que se encarga de transmitir la energía de un elemento a otro. El cableado será de cobre y atenderá a todos los requerimientos especificados en el RBT.

3.1.6.PVGIS

Otro aspecto importante a la hora de realizar este proyecto ha sido la obtención de los datos referentes a la radiación necesarios para calcular la energía producida por nuestros paneles. Existen tablas en las cuales se proporcionan estos valores, que dependen de:

- La zona donde se encuentre el emplazamiento de la vivienda.
- La inclinación de los paneles.

Estos valores de irradiancia se han obtenido mediante PVGIS. Esta plataforma, además de proporcionar datos sobre radiación que están siendo actualizados constantemente, tiene la opción de poder considerar sombras de montañas y edificaciones cercanas.

Otra opción interesante de PVGIS es el cálculo del ángulo óptimo, que es el ángulo para el cual obtenemos una mayor radiación a lo largo del año.

3.2. FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA. ENERGÍA EÓLICA

3.2.1. Características generales del viento

Debido a que obtener energía del viento resulta más complejo por la naturaleza cambiante del mismo se va a dedicar un apartado introductorio más exhaustivo que para la energía fotovoltaica, en el que se intentarán explicar aspectos fundamentales que servirán para comprender mejor algunas de las partes de este proyecto.

El viento procede directamente de la energía solar. Los diferentes niveles de absorción de la energía del sol provocan diferentes niveles de calentamiento y presión atmosférica, lo que genera el movimiento del aire, que desplazándose elimina estos desequilibrios de presión.

Se puede decir que existen dos tipos de vientos:

- Los generales, debidos a la rotación de la tierra, que recorren grandes extensiones de la superficie terrestre.
- De carácter local, que provienen de calentamientos diferenciales como brisas marinas, corrientes valle, etc., o provocados por las características orográficas como efectos de encauzamiento y tipográficas del terreno. Los vientos locales se manifiestan de forma más clara cuando los generales son débiles

Debido a que cerca de la superficie de la tierra el viento se frena a causa del rozamiento y se modifica su trayectoria por la interacción con el terreno existe una variación de la velocidad del viento en función de la altura.

La variación de la velocidad del viento respecto a la altura puede evaluarse en primera aproximación mediante la siguiente expresión:

$$v = v_0 \cdot (h/h_0)^n$$

Dónde:

- v = Velocidad del viento, a la altura h respecto al suelo
- v_0 = Velocidad del viento conocida a una altura h_0
- h = Altura a la que se desea estimar la velocidad del viento
- h_0 = altura de referencia
- n = valor que depende de la rugosidad existente en el emplazamiento

Es difícil estimar el valor de n , sabiendo que este puede tener variaciones de un lugar a otro. En caso de no poder realizar mediciones de este valor se puede utilizar la siguiente tabla:

Estimación del valor de n para distintos terrenos	
Tipo de terreno	n
Liso (mar, arena, nieve)	0,10-0,13
Moderadamente rugoso (hierba, campos de cereales, regiones rurales)	0,13-0,20
Rugoso (bosques, barrios)	0,20-0,27
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27-0,40

Ocasionalmente el perfil del terreno, en oposición a la dirección predominante del viento, es tal que se produce, a ciertas alturas sobre el nivel del suelo, un incremento de velocidad que supera las pérdidas de velocidad debidas a rugosidad. En estos casos si la turbulencia del viento es aceptable, y la dirección del viento muy mantenida, estaremos ante un buen emplazamiento.

3.2.2. Cuantificación de la energía existente en el viento

Teóricamente el flujo de potencia que existe en una corriente en su paso a través de una superficie A viene dado por:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

- $P =$ Potencia en vatios
- $\rho =$ Densidad del aire en kg/m^3
- $A =$ Superficie en m^2
- $v =$ velocidad del viento en m/s

Al instalar un sistema de captación, la suma de los diversos rendimientos de los subsistemas supone una determinada pérdida de potencia. De este modo, si se prescinde de los rendimientos del tren de potencia, existente después del rotor, se define el coeficiente de potencia $C_p(v)$ como la relación entre la potencia aprovechada por el rotor, dependiente de la velocidad $P_a(v)$ y la existente en el viento.

$$C_p(v) = \frac{P_a(v)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3}$$

- $C_p(v) =$ Coeficiente de potencia
- $P_a(v) =$ Pot. dependiente de la velocidad. Dada por la curva de potencia del aerogenerador
- $\rho =$ Densidad del aire en kg/m^3
- $A =$ Superficie en m^2
- $v =$ velocidad del viento en m/s

La potencia $P_a(v)$ aprovechada por la máquina en función de la velocidad del viento, da lugar a la conocida como curva de potencia de la máquina, una vez que se le introducen los rendimientos correspondientes al tren de potencia.

Desde 0 a v_a la velocidad del viento es inferior a la de arranque de la máquina, no produciéndose energía. Desde v_a hasta v_p, max la aeroturbina está generando energía en orden creciente hasta la posición en la que la máquina proporciona su potencia máxima. Dentro del rango de operación de la máquina se encuentra su punto de potencia nominal que se corresponde a la velocidad del viento considerada como nominal (v_n). A partir de v_p la aeroturbina se frena automáticamente por razones de seguridad. Desde la posición de potencia máxima hasta la de freno (v_p) la aeroturbina intenta mantenerse aproximadamente a la potencia nominal sirviéndose de los mecanismos de control. La mayor o menor adaptación de la Aero turbina a la potencia nominal dependerá del tipo de turbina: paso fijo, paso variable, velocidad variable, basculación, etc.

El coeficiente de potencia tiene un máximo teórico valorado en el 59% y que es conocido como límite de Betz. En la práctica C_p puede alcanzar valores superiores al 40%, variando para cada tipo de sistema de captación según el cociente entre la velocidad lineal en punta de pala y la velocidad incidente (coeficiente λ). Este coeficiente de potencia representa la fracción de potencia mecánica extraíble en el rotor respecto a la disponible del viento.

Como parámetros significativos de la valoración energética de un emplazamiento con un sistema de captación determinado se encuentran:

- Factor de disponibilidad (%): Es la relación anual del periodo en que un sistema eólico está operando, en relación al periodo en el que la velocidad del viento se encuentra dentro de su intervalo de funcionamiento.
- Número de horas equivalentes para un periodo dado, normalmente un año (kWh/kW): Valor anual de la energía producida por el sistema eólico por unidad de potencia nominal del mismo.
- Factor de capacidad: Relación entre el número de horas equivalente y el número de horas totales de un año.

En condiciones medias y con tecnología convencional se puede, en primera aproximación, utilizar la siguiente expresión para la evaluación de la energía producida en kWh/año, siendo posible que en algunos casos la energía generada sea hasta un 20% superior a la calculada, dependiendo fundamentalmente del tipo de máquina empleada, considerándose para esta estimación una disponibilidad del 90%.

$$E = 2,5 \cdot (\bar{v})^3 \cdot A$$

- \bar{v} = velocidad media anual en m/s
- A = superficie de captación en m^2

3.2.3. Valoración y caracterización del viento

Para un aprovechamiento energético del viento, es de vital importancia realizar en la medida de lo posible tanto una valoración del viento existente, como una caracterización del comportamiento del viento en la zona de implantación. La correcta realización de estas estimaciones es muy importante en temas tan diversos como la rentabilidad de la instalación, el régimen de cargas estructurales que soportan las máquinas, la programación de los trabajos de mantenimiento, la estrategia de operación técnica de los aerogeneradores, la disposición de las máquinas en el terreno, etc. La correcta evaluación del viento captado es de tal importancia que diferencia del orden del 10% en su valoración significan diferencias del 30% en la producción energética obtenida. En la evaluación y caracterización se busca la determinación del viento útil en un emplazamiento determinado, o lo que es lo mismo, aquel viento que reúna las características necesarias para su aprovechamiento con un determinado sistema de captación. Para una correcta evaluación del viento es necesario, en primer lugar, una recopilación de todos los datos de carácter histórico existentes en la zona y que puedan orientarnos sobre el viento existente. Otros datos significativos son la vegetación existente. La topografía del terreno, las orientaciones y características de la arquitectura, etc. En una segunda etapa, una vez analizados los datos, sería necesario la realización de una campaña de medidas durante un periodo de al menos un año, instalando torres de medida con sensores a diferentes alturas.

El resultado de esta información permite conocer el comportamiento del viento mediante:

- Velocidad media del viento y distribución de frecuencia de la velocidad.
- Distribución de frecuencias en las diferentes direcciones.
- Variación del viento con la altura y la posición.
- Estadística de ráfagas. Valores extremos.

Todos estos datos nos permiten realizar de forma más precisa una valoración de la rentabilidad de la instalación, así como adaptar las operaciones de explotación y mantenimiento.

3.2.4. Modelización del comportamiento del viento

Debido a que en ocasiones no se tiene un histórico de datos referentes a la distribución del viento en un emplazamiento dado, se puede recurrir a métodos estadísticos que nos proporcionan estos datos. Se ha demostrado de forma experimental que la velocidad del viento sigue de aproximadamente una densidad de probabilidad que se ajusta a una distribución de densidad de probabilidad de Weibull. Se trata de una distribución estadística que ajusta las variaciones temporales de viento en función de la velocidad media del viento en un punto determinado. La distribución probabilidad viene dada por la siguiente expresión:

$$D = \alpha \cdot \frac{v^{\alpha-1}}{\beta^\alpha} e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha}$$

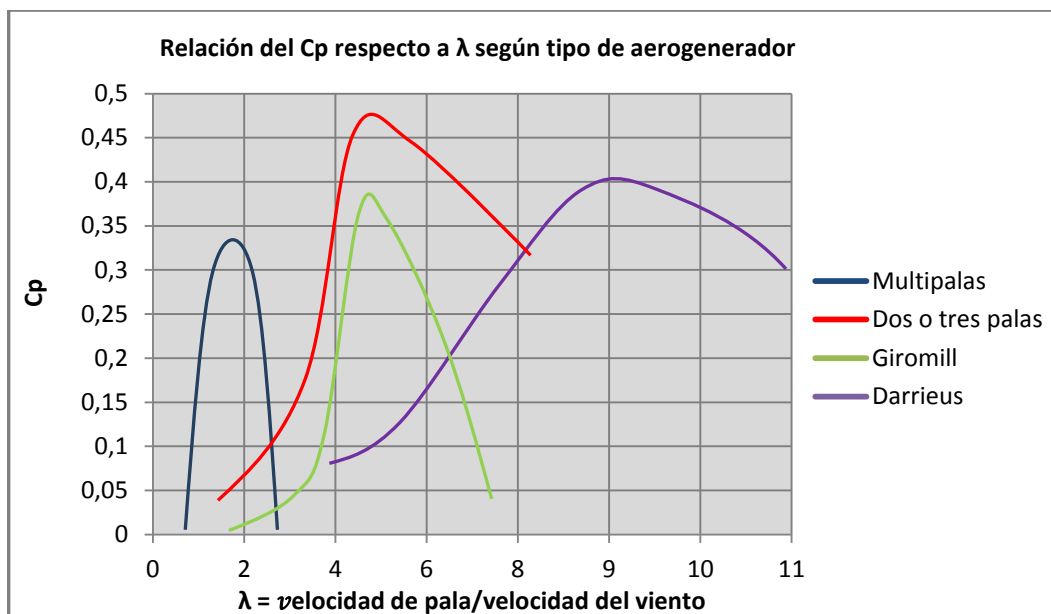
- D = Función de densidad. Multiplicando por 8760 obtenemos la distribución anual por horas
- α = Típicamente igual a 2

- β = Velocidad media del viento
- v = Velocidad para la cual estamos calculando la distribución

Muchos estudios de potencial eólico y de fabricantes de aerogeneradores refieren las prestaciones de los mismos a una distribución de velocidades según a una ley de Raiyleigh, ya que los lugares en los que se dan unas condiciones adecuadas para la explotación de la energía eólica presentar en general distribuciones de velocidad que son próximas a distribuciones de Weibull con parámetro de forma igual a 2.

3.2.5. Tipos de aerogeneradores

A lo largo del tiempo han ido apareciendo diferentes sistemas para el aprovechamiento de la energía contenida en el viento. En general han sido maquinas rotativas de muy diverso tamaño en las que el elemento de captación (rotor) está unido a un eje. La clasificación básica de estas máquinas ha sido por la posición de su eje: vertical u horizontal. Las turbinas más utilizadas son las de eje horizontal, pudiendo clasificarse en lentas (bajo valor de λ), denominadas usualmente como aerobombas multipalas, y rápidas (alto valor de λ), denominados generalmente como aerogeneradores y aeroturbinas hidráulicas.



Sistemas de generación de eje vertical

Este tipo de sistemas de generación están representados básicamente por los generadores Darrieus y Giromill. Este tipo de tecnología presenta ciertas ventajas de carácter estructural al no necesitar mecanismo de orientación así como poder instalar el generador eléctrico en tierra.

El mayor desarrollo lo ha conseguido el generador Darrieus debido a las características aerodinámicas de las palas que permiten aprovechar el viento dentro de una banda amplia de velocidad.

Dentro de las desventajas que presenta este tipo de tecnología, cabe destacar su menor producción energética a igual potencia instalada respecto a un aerogenerador convencional, así como la necesidad de motorizar el aerogenerador para su arranque.



Imagen de un aerogenerador Darrieus



Imagen de un aerogenerador Giromill

Sistemas de eje horizontal

Es con diferencia el tipo de sistema de captación eólica más desarrollado, utilizándose desde tamaños del orden de vatios a grandes aerogeneradores por encima del MW de potencia.

En relación a la posición del rotor respecto a la torre, los rotores son clasificados como:

- Sotavento: El rotor está situado aguas debajo de la torre
- Barlovento: El rotor está aguas arriba de la torre. Son los más utilizados.

En general estas turbinas constan de un rotor que capta la energía del viento y un sistema de conversión de energía, que mediante un multiplicador y un generador transforman la energía mecánica en eléctrica. El conjunto se completa con un bastidor y una carcasa, que alberga los mecanismos, así como una torre sobre la que va montado todo el sistema y los correspondientes subsistemas hidráulicos, electrónicos de control e infraestructura eléctrica. A continuación se pasan a describir los elementos mencionados.

- **Rotor:** Es la parte de la máquina eólica que transforma la energía del viento en energía mecánica. La superficie barrida por el rotor es el área de captación del sistema y es un dato clave del mismo. Un parámetro que mide la influencia del tamaño del área de captación es el ratio de área/potencia nominal, significando que para la misma potencia instalada se va a obtener más energía cuanto mayor sea dicho ratio o lo que es igual, más horas equivalentes (kWh/kW). Hoy en día los valores normales para este ratio en localizaciones con velocidad media –alta (>7m/s) son cercanos a 2,2, mientras que existe una

tendencia a elevar este ratio por encima de 2,5 para emplazamientos considerados de medio y bajo potencial. En este caso los límites técnicos son las altas velocidades tangenciales en punta de pala, que obligan a que los rotores en estas condiciones, deban girar a menos revoluciones, u en este sentido la velocidad variable y el tipo de tecnología juega un papel fundamental.

El crecimiento del tamaño del rotor para un mismo aerogenerador puede suponer el uso del mismo en emplazamientos con menores velocidades de viento, compensado así con una mayor área de captación, el déficit del viento. El rotor está compuesto por el eje de giro, las palas, y el buje que alberga el sistema de amarre de las palas al eje de giro. El rotor junto al multiplicador configuran el llamado tren de potencia.

Los rotores se clasifican básicamente por ser de paso fijo o paso variable según que el amarre de la pala al buje sea fijo o permita un movimiento de giro sobre su propio eje. La posibilidad del cambio de paso de pala permite una mayor producción de energética causada por una mejor adaptación aerodinámica de la pala al viento incidente. Por el contrario la presencia de paso variable supone una complejidad adicional al sistema, con su lógica influencia en mayores costes de inversión y mantenimiento o una menor robustez constructiva.

Existe además la alternativa de rotores con palas fijas y sistemas de regulación por basculación de todo el conjunto, en tal caso la regulación de potencia se consigue por disminución del área de captación.

También hay que hacer notar que la velocidad de giro del rotor no tiene por qué ser constante (fijada a los 50Hz de la red), sino que existen aerogeneradores de velocidad de giro variable, lo que permite una mayor adaptación a la velocidad del viento. Esta posibilidad también clasifica los rotores como de velocidad de giro fija o variable.

Las máquinas de velocidad variable pueden trabajar generando energía eléctrica en continua y posteriormente transformarla en alterna.

- **Las palas:** Habitualmente están fabricadas en resina de poliéster reforzadas con fibra de vidrio, disponiendo internamente de un larguero resistente sobre el que se incorporan los perfiles aerodinámicos variables en forma, tamaño y orientación a lo largo de la pala.
- **Buje:** Está fabricado usualmente en fundición, alberga en su interior el sistema de actuación de la pala (paso variable) o los conectores hidráulicos del sistema de freno aerodinámico (paso fijo).
- **Eje:** El eje al que va amarrado el buje, denominado eje de baja, normalmente es hueco para permitir en su interior las conducciones hidráulicas para el control de potencia, actuándose de esta forma el paso de palas en las de paso variable o la actuación de los frenos aerodinámicos en lo de paso fijo.
- **Multiplicador:** Tiene como función adaptar la baja velocidad de rotación del eje del rotor a la del generador eléctrico. En general son un conjunto de engranajes que conectan el eje de baja con el de alta al que está unido al generador eléctrico mediante un acoplamiento habitualmente elástico. En algunos diseños se considera el uso del multiplicador, siendo sustituida su función por elementos de carácter eléctrico o electrónico.

- **El generador:** El objeto del generador es transformar la energía mecánica proveniente del rotor del aerogenerador en energía eléctrica que será volcada a la red o a algún centro de consumo.
Los aerogeneradores de muy pequeña potencia, normalmente hasta 100kW, utilizan generadores de corriente continua (dínamos), a partir de esta potencia se utilizan alternadores. Hasta los 5kW y cuando son utilizados en aplicaciones aisladas de la red, no requieren excitación externa e incorporan elementos rectificadores para poder acumular la energía en baterías.
En los aerogeneradores de cierto tamaño la alternativa más usual es la generación a velocidad de giro constante y con alternador asíncrono, aunque en algunos modelos se usan los generadores síncronos.

Un generador asíncrono produce energía eléctrica en el estator, cuando la velocidad de giro de su rotor, impulsado por el eje de alta del multiplicador, es superior a la velocidad de giro del campo magnético de excitación creado por el estator. El generador necesita tomar energía de la red para crear el campo de excitación del estator.

El generador síncrono está formado por un rotor compuesto por electroimanes generadores del campo magnético y de un estator en cuyos devanados se producirá la corriente alterna inducida por el campo magnético variable creado por el rotor. Los electroimanes del rotor son alimentados con corriente continua, rectificando parte de la propia electricidad generada. Normalmente se utilizan para crear una red.
- **El bastidor y la carcasa:** Los elementos anteriormente descritos van montados sobre una estructura portante que constituye el bastidor. El bastidor descansa sobre un rodamiento de grandes dimensiones a través del cual esta acoplado la torres, estando todo ello resguardado de las inclemencias mediante una estructura de cierre y protección. El bastidor va protegido por una carcasa generalmente de fibra de vidrio y poliéster, reforzado con perfiles de acero inoxidable. Su diseño ha de permitir la operación y los trabajos de mantenimiento de los diferentes equipos. Normalmente al conjunto de bastidor y carcasa se le denomina góndola.
- **Sistemas eléctricos:** El aerogenerador incorpora un sistema eléctrico con dos funciones diferenciadas, la función de generación propiamente dicha, se lleva a cabo mediante el generador. La segunda función tiene como objeto el funcionamiento de los equipos auxiliares, como por ejemplo el control de la electrónica del aerogenerador.
- **Control de orientación:** El cambio de dirección del viento incidente, hace necesaria la orientación del rotor situándole perpendicularmente a dicha dirección para obtener la máxima captación de energía, existiendo dos tipos de orientación: Activa y pasiva.
 - La orientación en los sistemas llamados activos se realiza a partir de los datos de dirección de viento y posición de la maquina generándose una orden de mando a través de un microprocesador a un motoreductor que, unido al bastidor, actúa sobre una corona dentada solidaria con la torre,

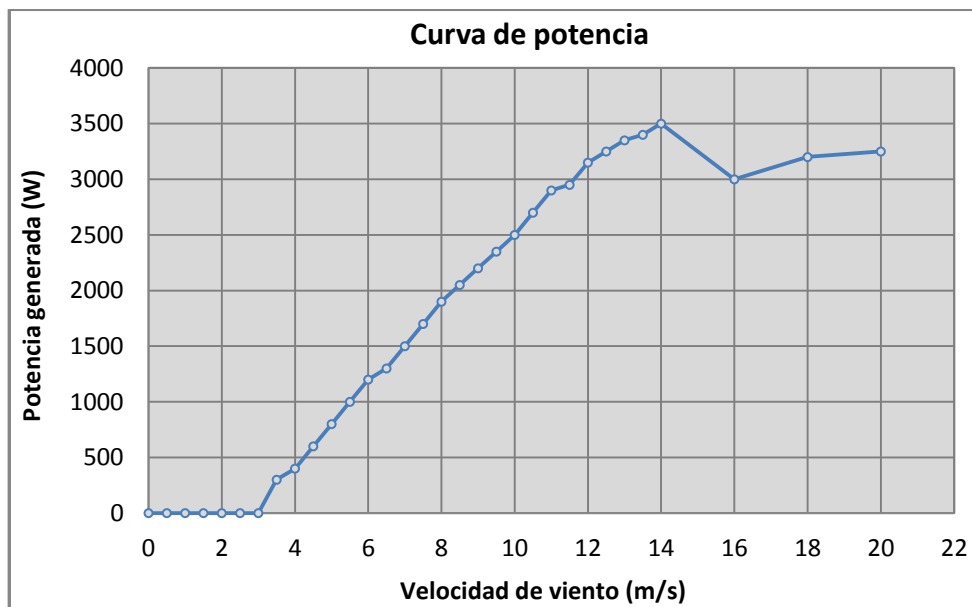
produciendo el furo del bastidor respecto a la misma. Para inmovilizar el bastidor existe un sistema de freno hidráulico.

- Los sistemas de orientación denominados pasivos cuentan con elementos mecanismo (molinetes laterales) o superficies aerodinámicas que actúan como veletas. Los rotores a sotavento por la propia posición del rotor respecto al eje de giro de la góndola no necesitan mecanismo de orientación ya que el rotor actúa de veleta y permite auto orientarse.
- **Torres y cimentaciones:** La torre es metálica, habitualmente de celosía o tubular. Normalmente van protegidas contra corrosión mediante galvanizado y pintura epoxi, contando frecuentemente con varios tramos atornillados entre sí.

Las torres van cimentadas al terreno mediante pilotes o zapatas de hormigón armado, cuyo tamaño y forma dependerá de las características del terreno y las sollicitaciones mecánicas que deba soportar.

3.2.6. Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador define la potencia que se genera para cada velocidad de viento.



Mediante este gráfico y conociendo la distribución de la velocidad del viento se puede calcular la energía producida por un aerogenerador.

$$E_{ap} = \sum (P_a(v) \cdot \text{horas/año})$$

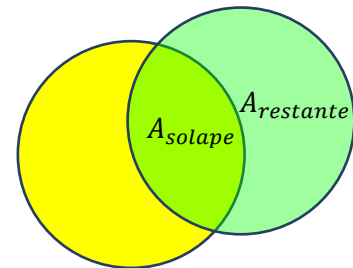
Como se demostrará más adelante, en ocasiones la potencia nominal del aerogenerador no es proporcional a la energía obtenida, ya que esto depende de la curva de potencia, pudiendo darse el caso de que un aerogenerador de menor potencia nominal genere más energía a lo largo del año.

3.2.7. Distancia entre aerogeneradores

En instalaciones eólicas para vivienda aisladas no se suele tener en cuenta la distancia entre aerogeneradores, ya que el área que barren los aerogeneradores de pequeña potencia no crea turbulencias importantes. Aun así, si cuando se efectúe el cálculo del número de aerogeneradores se obtiene que el resultado es mayor a 1 y se quiere tener en cuenta la distancia entre ellos para considerar las pérdidas por el efecto sombra, se puede utilizar el modelo "PARK turbine wake", que es el siguiente:

Pérdida de velocidad en la primera turbina:

$$\delta V_{01} = U_0 \cdot (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left[\frac{D_0}{D_0 + 2 \cdot k \cdot X_{01}} \right]^2 \cdot \frac{A_{solape}}{A_{restante}}$$



- D_0 = Diámetro del rotor
- U_0 = Velocidad del viento en la turbina de diámetro de rotor D_0
- C_t = coeficiente de empuje
- X_{01} = Distancia horizontal entre las dos turbinas
- k = Constante de amortiguamiento de la onda (0,075 en tierra y 0,04 en el mar)
- A_{solape} = Area de interferencia entre las dos turbinas

El coeficiente de empuje C_t tiene pro expresión:

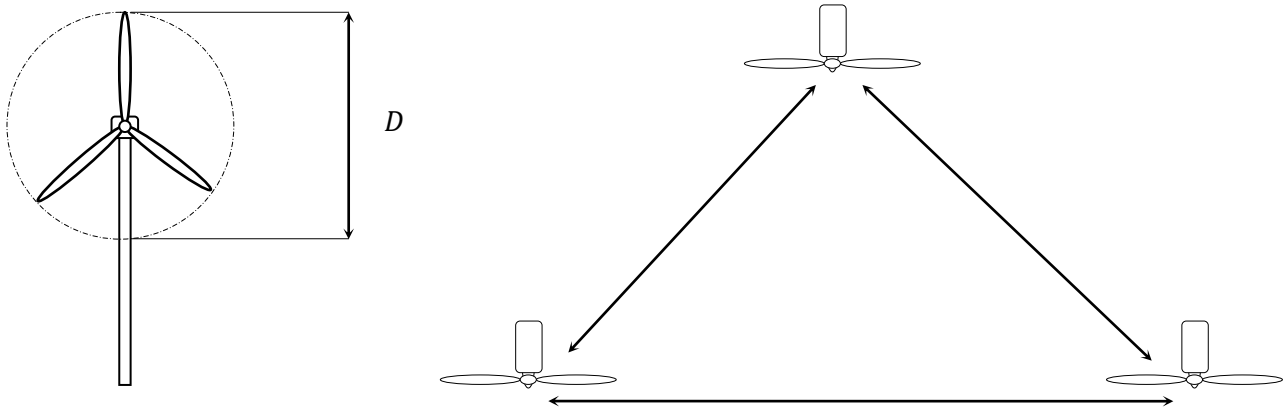
$$C_t = \frac{8 \cdot F_T}{\rho \cdot \pi \cdot D_0^2 \cdot U_0^2}$$

- F_T = Fuerza de empuje
- ρ = Densidad del aire
- U_0 = Velocidad del viento en la turbina D_0 de diámetro de rotor D_0

$$F_T = \frac{\pi \cdot D_0}{D_\emptyset} \cdot U_0$$

- D_\emptyset = Distancia en diámetros de aspas (si la distancia entre aerogen. es $2 \cdot D$, $D_\emptyset = 2$)
- U_0 = Velocidad del viento en la turbina D_0 de diámetro de rotor D_0

En caso de que el resultado obtenido en el número de aerogeneradores necesario sea superior a 1, se instalarán en tresbolillo siempre que sea posible.



3.2.8. Clasificación de los sistemas eólicos

- **Parques eólicos:** Los parques eólicos son instalaciones destinadas a producir energía para verterla en la red. Este tipo de instalaciones buscan la rentabilidad de la misma. Debido a que la inversión que se debe realizar para llevar a cabo este tipo de instalaciones es importante, el estudio tanto del recurso eólico como del emplazamiento de los aerogeneradores en el parque se hace de forma muy minuciosa, además de considerarse siempre la variación del viento en función de la altura, distancia entre aerogeneradores y todos los aspectos que puedan afectar a la producción de energía. Este tipo de instalaciones están sujetas a normativa referente a aspectos como la avifauna o el tránsito aéreo en la zona. Los aerogeneradores empleados en este tipo de instalaciones son de gran potencia, pudiendo llegar a ser del orden de MW.

Los parques eólicos pueden ubicarse tanto en tierra como en el mar, lo que se suele llamar instalación "offshore".

- **Viviendas conectadas a la red:** Algunas instalaciones eólicas en viviendas están conectadas a la red para poder verter en ella los excedentes de energía que se generan. Este tipo de instalaciones está en decadencia debido a la nueva normativa que las regula.
- **Sistemas aislados de la red:** Los sistemas aislados de la red son instalaciones que utilizan aerogeneradores de poca potencia, normalmente del orden de unos pocos kW para producir energía, almacenando los excedentes para poder utilizarlos más tarde. Estas instalaciones están destinadas al autoabastecimiento, siendo complementadas de forma habitual mediante energía fotovoltaica.

3.2.9. Sistemas aislados de la red. Elementos de la instalación

A continuación se nombrarán los elementos que componen una instalación eólica aislada de la red sin entrar en detalle en cada uno de sus elementos, ya que han sido descritos minuciosamente con anterioridad en diversos apartados.

Los elementos que forman una instalación eólica aislada son:

- Aerogenerador.
- Acumuladores.
- Regulador.
- Inversor.

3.3. INSTALACIONES MIXTAS FOTOVOLTAICAS-EOLICAS

Uno de los principales inconvenientes de realizar el abastecimiento energético de una vivienda únicamente con una fuente primaria de energía es la dependencia de ese recurso y la discontinuidad del mismo, con la consiguiente inestabilidad en la producción de la energía y el sobredimensionamiento que se debe llevar a cabo en los elementos acumuladores que se traduce en un aumento del coste de la instalación.

Una de las soluciones que se puede tomar para hacer que nuestro sistema generador sea mucho más fiable es realizar una instalación mixta fotovoltaica-eólica.

Con todo esto se pueden destacar una serie de ventajas de los sistemas mixtos frente a los sistemas que utilizan una única fuente primaria de energía:

- Aumento de los periodos de generación de energía.
- Mayor fiabilidad del sistema.
- Reducción del sistema de acumulación.

Una de las dificultades de dimensionar los sistemas híbridos es establecer en que medida debe generar energía cada tipo de recurso. Para el presente proyecto se ha establecido que cada parte genere un 50% de la energía total demandada por la vivienda anualmente.

Otro de los aspectos que se han establecido para el presente proyecto es la disminución de los días de autonomía para este tipo de instalación debido a la mayor fiabilidad de la misma, pasando a ser tres.

Teniendo en cuenta estos requisitos se realizarán los cálculos en el apartado pertinente.

4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

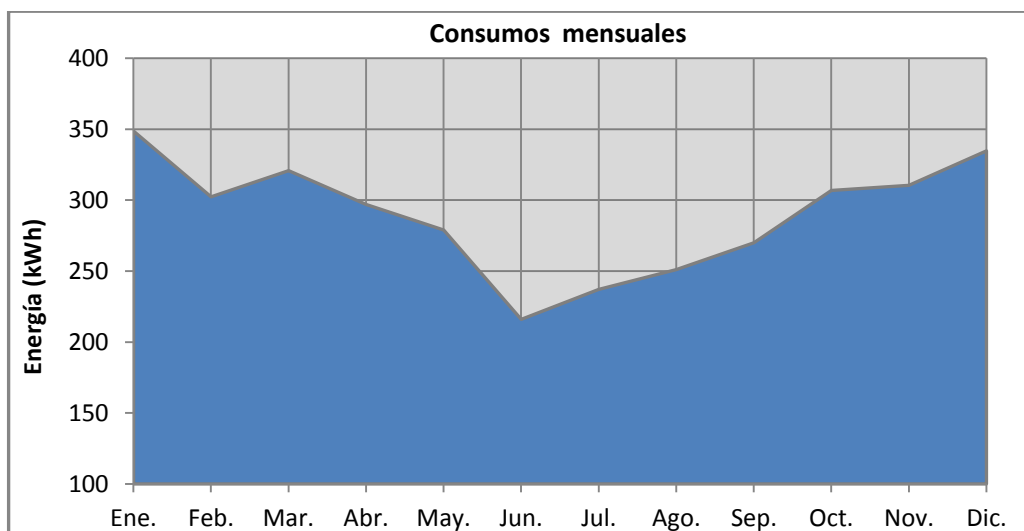
A continuación se realizarán los cálculos necesarios para dimensionar las instalaciones que se han descrito anteriormente. Cada una de ellas se evaluará económicamente para conocer el coste de la instalación. El primer apartado de los cálculos justificativos, los consumos, es común a todos los apartados y por lo tanto es el aspecto que se tratará primero.

4.1. CONSUMOS

Como es lógico, el consumo de energía en la vivienda es diferente dependiendo del mes. Según los datos del IDAE, el consumo medio de electricidad por hogar en España es de 8.958,722 kWh/año, con lo que para realizar los cálculos del presente proyecto se ha tomado este valor variándolo según el mes. A continuación se puede ver la relación de estos consumos:

Mes	Consumo (kWh/día)	Consumo (kWh/mes)
Enero	11,25	348,75
Febrero	10,8	302,4
Marzo	10,35	320,85
Abril	9,9	297
Mayo	9	279
Junio	7,2	216
Julio	7,65	237,15
Agosto	8,1	251,1
Septiembre	9	270
Octubre	9,9	306,9
Noviembre	10,35	310,5
Diciembre	10,8	334,8

Que representado gráficamente es:



4.2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez conocidos los consumos de la vivienda se procede a realizar los cálculos de la instalación alimentada únicamente mediante energía fotovoltaica

Para los meses próximos al invierno, se obtiene mayor energía instalando los paneles con ángulos de inclinación mayores y para los meses próximos al verano con ángulos menores, de forma que se realizará el estudio de la instalación exclusivamente fotovoltaica para dos casos:

- Inclinación mixta: Se realizarán los cálculos para una instalación en la que el ángulo de los paneles pueda variar de 15º a 60º, considerando de Octubre a Marzo un ángulo de 60º y de Abril a Septiembre un ángulo de 15º.
- Inclinación óptima: Utilizando la herramienta PVGIS, se realizarán los cálculos para una instalación en la que se instalan los paneles de forma que, sin variar su inclinación a lo largo del año, se obtenga la mayor cantidad de energía posible.

No se va a realizar el cálculo para inclinaciones únicas de 60º y 15º ya que es obvio que de esta forma se necesitarían más paneles que para la opción de inclinación mixta.

Una vez se obtengan los datos referentes a la inclinación mixta y la inclinación óptima se decidirá cuál de las dos opciones conviene más.

4.2.1. Número de paneles

4.2.1.1. Número de paneles fotovoltaicos para inclinación mixta

El panel elegido para el presente proyecto presenta las siguientes características:

Características del panel	
Potencia pico W	250
Vplaca	30,5
Ipico	8,2

Lo primero que se va a calcular es el número de paneles fotovoltaicos necesarios para poder abastecer energéticamente la vivienda. Un inconveniente de las instalaciones alimentadas únicamente con paneles fotovoltaicos es que los cálculos se deben realizar para el mes más desfavorable, es decir, para aquel en el que la relación entre el consumo y la radiación sea mayor, un coeficiente que se llamará C_{md} , de forma que para todo el resto del tiempo se producirán excedentes de energía que en gran medida no se pueden aprovechar. Para realizar los cálculos se tiene que tener claro el valor de tensión de la parte de cc, que es la tensión que proporcionará la configuración de nuestros paneles. Normalmente las instalaciones se suelen dimensionar para 24V o 48V, de modo que, para funcionar a una

corriente menor y disminuir las pérdidas se ha optado por la configuración de 48V. Se ha de tener en cuenta que aunque panel el panel elegido obtiene entre bornes una V_p de 30,5 V, se consideran unas pérdidas del 20%, que como se ha comentado en el apartado del panel a los 25 años.

$$V_c = V_p \cdot \alpha$$

- $V_c =$ Tensión de cálculo
- $V_p =$ Es la tensión que obtiene el panel para radiación de 1000W/m²
- $\alpha =$ Coeficiente de pérdidas. Tomamos 0,8 que es la degradación del panel a los 25 años

$$V_c = 30,5 \cdot 0,8 = 24,4 \approx 24V$$

Otro aspecto importante que se tiene que tener en cuenta es el rendimiento del inversor, el cual, al convertir nuestra energía en cc a c.a. sufrirá unas pérdidas, que en el caso del presente proyecto serán de un 10%. De esta forma los consumos en Ah/mes y Ah/día son, tomando como ejemplo el mes de enero:

$$\text{Consumo Ah/mes} = \frac{\text{kWh/mes} \cdot 1000}{V_{inst} \cdot \eta_{inv}}$$

- $\text{Consumo Ah/mes} =$ Energía relativizada a la tensión de nuestra instalación
- $\text{kWh/mes} =$ Consumo mensual en kWh
- $V_{inst} =$ Tensión a la que funciona nuestra instalación en la parte de cc
- $\eta_{inv} =$ Rendimiento del inversor

$$\text{Consumo Ah/mes} = \frac{348,75 \cdot 1000}{48 \cdot 0,9} = 8073 \text{ Ah/mes}$$

Calculamos también el consumo en Ah/día ya que más adelante necesitaremos este dato

$$\text{Consumo Ah/día} = \frac{\text{Consumo Ah/mes}}{n}$$

- $n =$ Número de días del mes

$$\text{Consumo Ah/día} = \frac{8073}{31} = 260 \text{ Ah/día}$$

Realizando los mismos cálculos para cada mes obtendríamos la siguiente tabla de consumos:

Mes	Consumo (Ah/mes)
Enero	8073
Febrero	7000
Marzo	7427
Abril	6875
Mayo	6458
Junio	5000
Julio	5490
Agosto	5813
Septiembre	6250
Octubre	7104
Noviembre	7188
Diciembre	7750

Mes	Consumo (Ah/día)
Enero	260
Febrero	250
Marzo	240
Abril	229
Mayo	208
Junio	167
Julio	177
Agosto	188
Septiembre	208
Octubre	229
Noviembre	240
Diciembre	250

El siguiente paso es conocer la radiación mensual en la zona donde se encuentra la vivienda. Para ello, como se ha comentado antes, se utiliza la herramienta PVGIS. Además de obtener datos fiables proporciona un cálculo de la inclinación óptima, es decir, la inclinación para la cual se consigue el mayor número de HSP durante un año.

Para las inclinaciones de 15° y 60°, la tabla de radiación en Wh/m2/día será

Mes	Radiación (kWh/m2/mes) 60°	Radiación (kWh/m2/mes) 15°
Enero	145,39	102,92
Febrero	144,48	128,03
Marzo	174,84	166,78
Abril	151,8	178,87
Mayo	156,55	206,77
Junio	154,2	227,85
Julio	170,19	236,84
Agosto	173,29	209,87
Septiembre	160,5	168,95
Octubre	164,92	141,05
Noviembre	138	105,4
Diciembre	138,3	91,14

De forma que si se elige para cada mes la inclinación que proporciona mayor la tabla de radiación es la siguiente:

Mes	Radiación (kWh/m2/mes)	Inclinación(°)
Enero	145,39	60
Febrero	144,48	60
Marzo	174,84	60
Abril	178,87	15
Mayo	206,77	15
Junio	227,85	15
Julio	236,84	15
Agosto	209,87	15
Septiembre	168,98	15
Octubre	164,92	60
Noviembre	138	60
Diciembre	133,3	60

Una vez que se conoce la radiación mensual y los consumos se calcula un coeficiente que se llamará Cmd. Este coeficiente indica cual es el mes en el que se va a necesitar un número mayor de módulos fotovoltaicos, siendo este el mes en el que se obtenga un coeficiente mayor. Representa en que mes vamos a tener una relación consumo/radiación más desfavorable. La expresión para calcular el Cmd es la siguiente:

$$Cmd = \frac{\text{Consumo Ah/mes}}{HSP}$$

- $Cmd = \text{Coeficiente más desfavorable}$
- $HSP = HSP/\text{mes}$

Poniendo como ejemplo el mes de Enero obtendríamos:

$$Cmd = \frac{8073}{145,39} = 55,53$$

Si se realiza el mismo cálculo para cada uno de los meses se obtiene la siguiente tabla:

Mes	Cmd
Enero	55,53
Febrero	48,45
Marzo	42,48
Abril	38,44
Mayo	31,23
Junio	21,94
Julio	23,18
Agosto	27,70
Septiembre	36,99
Octubre	43,08
Noviembre	52,08
Diciembre	56,04

Para el presente proyecto, se aplicará siempre al Cmd un coeficiente de sobredimensionamiento que engloba las pérdidas que se puedan producir en la instalación. Estimar este valor es complicado ya que las condiciones de funcionamiento son diferentes entre una instalación y otra por lo que no es posible establecer un criterio matemático que recoja todos y cada uno de los factores que producen las pérdidas. Lo que sí se sabe a partir de la experiencia acumulada en instalaciones ya ejecutadas es que estas pérdidas son alrededor de un 20%, por lo que será este valor el que se establezca como coeficiente de seguridad, aplicando un factor multiplicador de 1,2 al Cmd.

Mes	Cmd·Ks
Enero	66,6
Febrero	58,1
Marzo	51,0
Abril	46,1
Mayo	37,5
Junio	26,3
Julio	27,8
Agosto	33,2
Septiembre	44,4
Octubre	51,7
Noviembre	62,5
Diciembre	67,2

Como se puede ver, los meses de enero y diciembre son los que tienen un Cmd mayor, siendo estos los meses para los cuales se calculará el número total de paneles a instalar. Para el resto de meses, como se ha comentado antes se estará generando un exceso de energía que en parte podrá acumularse en las baterías.

Para poder conocer cuántos paneles se necesitan en total, primero se debe calcular el número de líneas en paralelo. En este cálculo se introduce la I_p , que es la corriente de pico que es capaz de proporcionar el panel a la potencia máxima, que para el modelo de panel elegido es de 8,2 A. Se realiza el siguiente cálculo tomando de nuevo como ejemplo el mes de enero:

$$N_{lp} = \frac{Cmd \cdot Ks}{I_p}$$

- N_{lp} = Número de líneas en paralelo
- Cmd = Coeficiente más desfavorable
- Ks = Coeficiente de seguridad, en nuestro caso sera un 20%
- I_p = Corriente de pico. Es características de cada panel

$$N_{lp} = \frac{66,6}{8,2} = 8,13 \approx 9$$

Según el cálculo realizado el número de líneas en paralelo es de 8,13, que serán 9, ya que instalar un número menor al obtenido en el cálculo significaría generar menos energía de la que se necesita.

El siguiente paso es calcular el número de paneles en serie, de forma que, teniendo en cuenta que se va a considerar una tensión para cada panel de 24V, el número de paneles en serie en cada línea en paralelo será:

$$N_{ps} = \frac{V_{int}}{V_c}$$

- N_{ps} = Número de paneles en serie
- V_{inst} = Valor de tensión al que va a funcionar nuestra instalación en la parte de cc
- V_{panel} = Tensión de cálculo

$$N_{ps} = \frac{48}{24} = 2$$

Por lo tanto el número total de paneles a instalar será:

$$N_{tp} = N_{lp} \cdot N_{ps}$$

- N_{tp} = Número total de paneles
- N_{lp} = Número de líneas en paralelo
- N_{ps} = Número de paneles en serie

$$N_{tp} = 9 \cdot 2 = 18 \text{ paneles}$$

Si se realiza este mismo procedimiento para todos los meses obtenemos que:

Mes	Número líneas en paralelo	Número de paneles
Enero	8,13	18
Febrero	7,09	16
Marzo	6,22	14
Abril	5,62	12
Mayo	4,57	10
Junio	3,21	8
Julio	3,39	8
Agosto	4,05	10
Septiembre	5,41	12
Octubre	6,30	14
Noviembre	7,62	16
Diciembre	8,20	18

4.2.1.2. Número de paneles fotovoltaicos para inclinación óptima

Utilizando la herramienta PVGIS se obtiene el ángulo óptimo, que es la inclinación para la cual se capta mayor radiación sin variar el ángulo de instalación de los paneles, que en el caso del presente proyecto es de 35°.

Los datos de radiación para 35° son:

Mes	Radiación (kWh/m ² /mes) 35°
Enero	124,62
Febrero	133,28
Marzo	177,32
Abril	177,94
Mayo	195,3
Junio	209,87
Julio	219,48
Agosto	204,91
Septiembre	174,84
Octubre	155,93
Noviembre	121,8
Diciembre	112,53

Si se realiza el mismo procedimiento de cálculo de número de paneles que en el ejemplo de inclinación mixta se obtienen los siguientes resultados:

Mes	Radiación (kWh/m ² /mes) 35°	Cmd	Cmd·Ks	Nº de líneas en paralelo	Numero de paneles
Enero	124,62	64,78	78	10	20
Febrero	133,28	52,52	63	8	16
Marzo	177,32	41,89	50	7	14
Abril	177,94	38,64	46	6	12
Mayo	195,3	33,07	40	5	10
Junio	209,87	23,82	29	4	8
Julio	219,48	25,01	30	4	8
Agosto	204,91	28,37	34	5	10
Septiembre	174,84	35,75	43	6	12
Octubre	155,93	45,56	55	7	14
Noviembre	121,8	59,01	71	9	18
Diciembre	112,53	68,87	83	11	22

Como se puede ver, realizar una instalación en la que se varía la inclinación de los paneles dependiendo de la época del año permite captar más energía que utilizando una única inclinación, aun siendo esta la inclinación óptima.

Si se realiza una instalación en la que hay que variar la inclinación de los paneles por lo menos dos veces al año, el usuario será conocedor del estado de los paneles pudiendo prevenir posibles averías.

Otra ventaja de realizar la instalación con inclinación mixta es que se reduce el coste de la misma, no solo por el hecho de tener que instalar menos paneles si no porque hay elementos asociados a estos como son los reguladores que tendrán un coste menor debido a la corriente que tienen que gestionar.

Por lo tanto, para el presente proyecto, se dimensionarán el resto de elementos de la instalación para la configuración de paneles con doble inclinación.

Para poder conocer en qué medida se está sobredimensionando la instalación se calcula la energía producida mes a mes, ya que además de haber sido dimensionada para el Cmd más alto también se aplicó un factor de seguridad del 20% en el consumo debido al conjunto de las pérdidas en la instalación, y por lo tanto en algunos meses los excedentes de energía serán importantes.

Siendo la energía producida por los paneles:

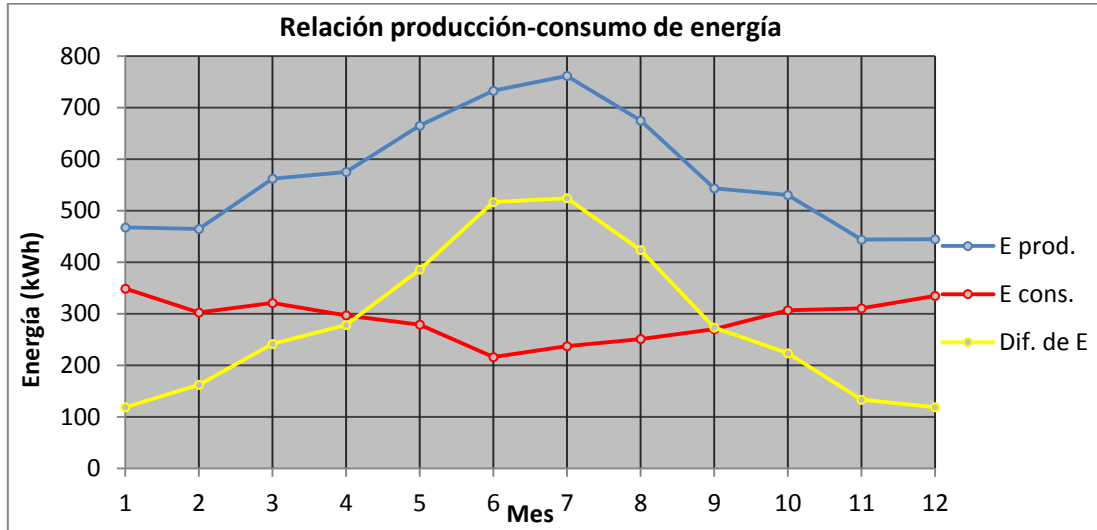
$$E_p = P_{pico} \cdot HSP \cdot P_{p_{inst}} \cdot P_{p_{inv}} \cdot P_{p_{panel}}$$

- E_p = Energía producida en kWh
- P_{pico} = Potencia pico instalada en kW
- HSP = Horas solares pico para cada mes
- $P_{p_{inst}}$ = Pérdidas de potencia en la instalación, se consideran del 20%
- $P_{p_{inv}}$ = Pérdidas de potencia en el inversor, se consideran del 10%
- $P_{p_{panel}}$ = Pérdidas de potencia del panel, se consideran del 20% a los 25 años

Durante el primer año, cuando las pérdidas en los paneles son del 0,8%, que es la media de degradación del 20% durante 25 años, la producción de energía será:

MES	Eproducida	Econsumida	Diferencia de energía
Enero	467,48	348,75	118,73
Febrero	464,56	302,40	162,16
Marzo	562,17	320,85	241,32
Abril	575,13	297,00	278,13
Mayo	664,84	279,00	385,84
Junio	732,62	216,00	516,62
Julio	761,53	237,15	524,38
Agosto	674,81	251,10	423,71
Septiembre	543,33	270,00	273,33
Octubre	530,28	306,90	223,38
Noviembre	443,72	310,50	133,22
Diciembre	444,69	334,80	118,73

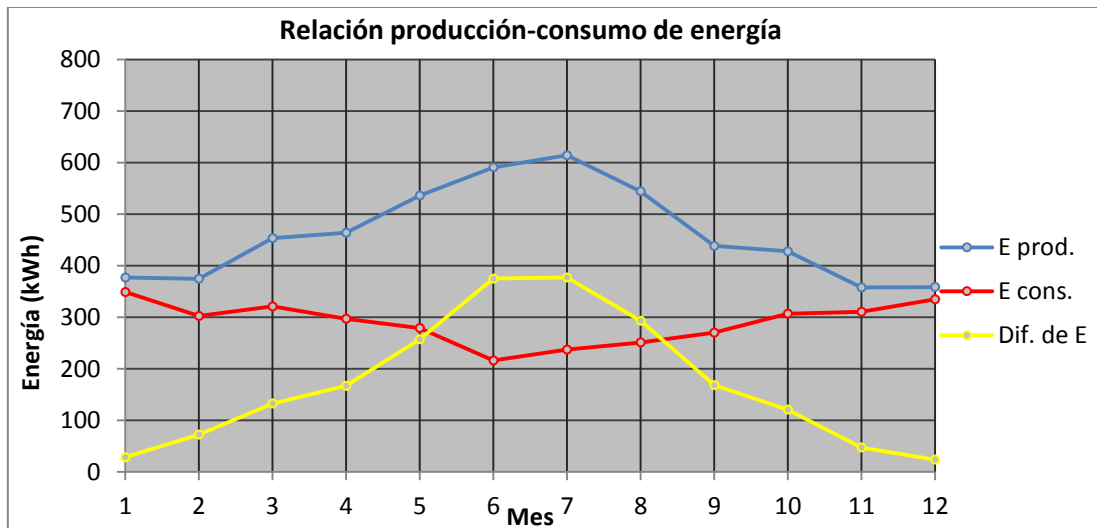
Representado gráficamente:



Cuando hayan pasado 25 años, que es cuando los paneles sufrirán el 20% de pérdidas, la energía producida será:

MES	Eproducida	Econsumida	Diferencia de energía
Enero	377,00	348,75	28,25
Febrero	374,64	302,40	72,24
Marzo	453,37	320,85	132,52
Abril	463,82	297,00	166,82
Mayo	536,16	279,00	257,16
Junio	590,82	216,00	374,82
Julio	614,13	237,15	376,98
Agosto	544,20	251,10	293,10
Septiembre	438,17	270,00	168,17
Octubre	427,64	306,90	120,74
Noviembre	357,84	310,50	47,34
Diciembre	358,62	334,80	23,82

Representando gráficamente la relación entre la energía producida y el consumo:



4.2.2. Distancia entre paneles fotovoltaicos

Las coordenadas de la vivienda son 38°42'31.4"N 0°28'57.8"W. Sabiendo que los módulos serán colocados de forma que la base será la parte más larga, teniendo por tanto una altura de 992mm y que el ángulo más desfavorable es de 60°, presentarán una altura de:

$$h = l \cdot \text{sen}\alpha$$

$$h = 992 \cdot \text{sen}60 = 857,36 \text{ mm}$$

Con lo que la distancia mínima entre módulos será de:

$$d = \frac{857,36}{\text{tg}(61 - 38,699)} = 2090,35 \text{ mm}$$

Por lo tanto los módulos fotovoltaicos se instalarán con una distancia mínima entre ellos de 2090,35 \approx 2100 mm. Debido a que hay suficiente espacio, los módulos se instalan a una distancia de 2,5m entre ellos.

4.2.3.Regulador

Las características que se tienen que tener en cuenta a la hora de elegir un regulador son la corriente máxima que es capaz de soportar y la tensión nominal a la que funciona. Estas vienen dadas por la configuración de la instalación, que en este caso será:

La tensión del regulador es la tensión que aportan los dos paneles de cada línea en paralelo:

$$V_N = 48V$$

- $V_N =$ Tensión nominal. Es la que nos proporcionan los paneles en serie.

La corriente máxima que debe soportar el regulador es la que proporciona la suma de todas las corrientes de las líneas en paralelo:

$$I_{max} = N_{lp} \cdot I_p$$

- $I_{max} =$ Corriente máxima que debe soportar el regulador
- $N_{lp} =$ Número de líneas en paralelo
- $I_p =$ Corriente de pico de cada panel

$$I_{max} = 9 \cdot 8,2 = 73,8 A$$

Se necesita un regulador que funcione a 48V y soporte una corriente de como mínimo 73,8A. Se ha elegido un regulador de la marca VictronEnergy que soporta una corriente máxima de 85A.

4.2.4. Inversor

El inversor se elige en función potencia máxima instantánea consumida. Como se ha dicho anteriormente el consumo máximo es de 5000W, de manera que se elige un inversor de 5kW, en concreto el modelo Phoenix 48/5000 de la marca VICTRON, que funciona a 48V.

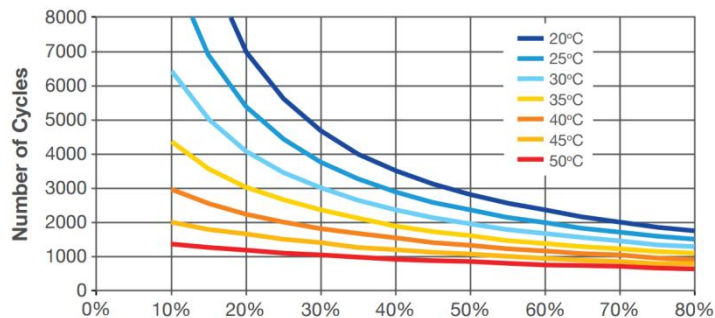
4.2.5. Acumuladores

A la hora de realizar los cálculos referentes a los acumuladores hay que tener en cuenta tres aspectos fundamentales; la C_n , el número de días de autonomía y la profundidad de descarga.

La C_n es la capacidad de los acumuladores dependiendo de cuanto tiempo tardemos en descargarlas, siendo n el número de horas de autonomía. Los fabricantes proporcionan tablas donde indican la capacidad de la batería en función de la C_n .

La vivienda se encuentra en una zona en la que la mayor parte del año se tendrán días soleados en los que los paneles captarán una gran cantidad de energía. Teniendo en cuenta esto se realizarán los cálculos para 5 días de autonomía.

La profundidad descarga es la cantidad de energía que se consume de la batería respecto a la total que puede almacenar. La profundidad de descarga afecta a la vida útil de las baterías, de forma que cuanto más se descarga la batería más corta es su vida útil. A continuación se puede ver un gráfico donde está representada la vida útil de la batería en función de la profundidad de descarga y el número de ciclos de carga y descarga.



Como se puede ver, a partir de una profundidad de descarga del 70% la vida útil de la batería aumenta considerablemente, de forma que se establece este valor como profundidad de descarga. A efectos de cálculo la máxima energía que se puede llegar a consumir en un día es el 70% de la capacidad total, asegurando así que nunca se sobrepase el valor establecido como profundidad de descarga. Con esto se prolonga la vida útil de las baterías, ya que prácticamente nunca se va a dar el caso de llegar a descargar el 70% de la energía almacenada, para ello se debería estar 5 días consumiendo el máximo de energía prevista sin tener producción por parte de los paneles. Con todo esto se realizan los cálculos de las baterías:

$$C_{120} = \frac{N_{aut} \cdot C_{dmax}}{Pd}$$

- C_{120} = Capacidad para cinco días de autonomía
- N_{aut} = Número de días de autonomía
- C_{dmax} = Consumo diario máximo
- Pd = Profundidad de descarga
-

$$C_{120} = \frac{5 \cdot 260}{0,7} = 1860,12 \approx 1861 \text{ Ah}$$

Con lo que los datos referentes a los acumuladores son los siguientes

Baterías	
Nº de días de autonomía	5
Mayor consumo diario (Ah)	260
Profundidad de descarga (%)	70
Tensión de las baterías (V)	48
Capacidad de las baterías (Ah)	1861
n	120

Se necesita realizar una configuración de acumuladores que para n=120 tenga como mínimo una capacidad de 1861 Ah y una tensión de 48V. Buscando en la gama comercial que se ha elegido:

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc	
2V 2 RES OPzS 185	2	2	197	187	168	148	132	103
2V 3 RES OPzS 260	3	2	274	263	235	209	188	103
2V 4 RES OPzS 300	4	2	310	300	272	243	224	103
2V 5 RES OPzS 375	5	2	391	378	343	307	281	124
2V 6 RES OPzS 450	6	2	470	454	411	368	338	145
2V 5 RES OPzS 550	5	2	574	553	498	444	413	124
2V 6 RES OPzS 660	6	2	686	661	596	530	494	145
2V 7 RES OPzS 750	7	2	780	750	676	602	564	166
2V 5 RES OPzS 900	5	2	948	904	797	695	639	145
2V 6 RES OPzS 965	6	2	1006	966	859	754	703	145
2V 7 RES OPzS 1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191
2V 8 RES OPzS 1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191
2V 9 RES OPzS 1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233
2V 10 RES OPzS 1590	10	4	1656	1602	1419	1248	1165	233
2V 12 RES OPzS 1905	12	4	1985	1908	1695	1487	1391	275
2V 11 RES OPzS 2285	11	4	2369	2286	2064	1830	1698	275
2V 12 RES OPzS 2225	12	4	2294	2226	2024	1807	1701	275
2V 14 RES OPzS 2765	13	6	2868	2770	2505	2224	2069	397

Con lo que se escoge el modelo OPzS 1905. Como este tipo de batería se compone de vasos de 2V debemos instalar 24 vasos en serie para obtener los 48V.

Los acumuladores que se han elegido tienen más capacidad que la que realmente se necesita, y teniendo en cuenta los cálculos se han realizado considerando que el consumo de cinco días solo supone 70% de la energía del acumulador. En el mes más desfavorable el número real de días de autonomía para una profundidad de descarga del 70% será:

$$N_{real} = \frac{C_{bat} \cdot P_d}{C_{dmax}}$$

- N_{real} = Número real de días de autonomía de nuestros acumuladores
- C_{bat} = Capacidad real de nuestros acumuladores
- P_d = Profundidad de descarga
- C_{dmax} = Consumo diario máximo

$$N_{real} = \frac{1908 \cdot 0,7}{260} = 5,13 \text{ dias}$$

4.2.6. Cableado. Cálculo de secciones

Se necesita realizar el cálculo de la sección de los conductores para cumplir las normas específicas de este apartado del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según el cual se deben cumplir dos criterios; un criterio por caída de tensión y otro por corriente máxima.

Para poder calcular la sección de los conductores sin exceder esa caída de tensión utilizaremos la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

- *S: Sección mínima del conductor*
- *ρ : Resistividad del conductor, que será 0,017 para el cobre y 0,028 para aluminio*
- *L: Longitud del conductor para el que calculamos la sección*
- *I: Corriente que circula por el conductor*
- *ΔV : Caída de tensión máxima. Se tomará un valor de 3%*

Por otra parte el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su ITC-BT-19, específica para cada tipo de instalación la sección mínima que debemos emplear.

Además la ITC-BT 40 establece también que los conductores deben estar dimensionados para soportar al menos un 125% de la corriente máxima que es capaz de generar la instalación.

Teniendo en cuenta estos dos aspectos se determina la sección de los conductores.

4.2.7. Sección paneles-regulador

Sección según caída de tensión

Los paneles están dispuestos a lo largo de la parte superior de la vivienda. Se realizan los cálculos para los dos paneles que están más alejados del regulador, asegurándose de esta forma que utilizando la sección que se determine para ellos, el resto de paneles cumplirán con la norma. El cálculo se realiza con una tensión de 48V ya que el caso más desfavorable, que será cuando los paneles hayan sufrido una pérdida de rendimiento del 20% a los 24 años. Utilizando la expresión anterior:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$
$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 15 \cdot 16,4}{48 \cdot 0,03} = 5,8 \approx 6 \text{ mm}^2$$

Sección según ITC-BT-19

Para escoger la sección adecuada tenemos que tener en cuenta el tipo de instalación que vamos a realizar y el material aislante de los conductores, siendo la instalación tipo B, es decir, conductores aislados en tubos en montaje superficial, y el material aislante PVC. Consultando dicha tabla, la sección que soporta 16,4 A para este tipo de montaje es:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ⁸⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁹⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁹⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-

Según este apartado del REBT la sección adecuada para 16,4 A es de 2,5 mm². Aunque esta tabla indique que debemos utilizar una sección de 2,5mm², según el criterio de caída de tensión se necesita una sección de 6 mm², por lo que se escoge esta sección. Como se puede ver en la tabla, la sección de 6 mm² soporta 36A.

Siendo la caída de tensión para esta sección en voltios:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 15 \cdot 16,4}{6} = 1,4 V$$

Que en % es:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V \cdot 100}{V}$$

$$\Delta V\% = \frac{1,4 \cdot 100}{48} = 2,91 \%$$

4.2.8. Sección regulador-acumuladores

Se establece una longitud entre el regulador y los acumuladores de 2 m. El regulador debe estar lo más cerca posible de los acumuladores.

Sección según caída de tensión

Según el criterio de la caída de tensión necesitamos un conductor de la siguiente sección

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{48 \cdot 0,03} = 4,01 \approx 6 \text{ mm}^2$$

Sección según ITC-BT-19

Esta línea tendrá una instalación del tipo B, conductores aislados en tubos en montaje superficial, por lo que según la ITC-BT-19 se necesita una sección de 35 mm^2 . Se elige esta sección por ser la más desfavorable.

Siendo la caída de tensión real en V

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{35} = 0,16 \text{ V}$$

Que corresponde a un valor de tensión en % de

$$\Delta V\% = \frac{0,16 \cdot 100}{48} = 0,33\%$$

4.2.9. Sección inversor acumuladores

Al igual que en el tramo entre el regulador y los acumuladores, la línea entre

Sección según caída de tensión

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{48 \cdot 0,03} = 4,01 \approx 6 \text{ mm}^2$$

Sección según ITC-BT-19

Según esta tabla se necesita una sección de 35 mm^2 , con lo que esta vez el caso más restrictivo es la ITC-BT-19. Elegimos una sección de 35 mm^2 .

Siendo la caída de tensión real en V

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{35} = 0,16 \text{ V}$$

Que corresponde a un valor de tensión en % de

$$\Delta V\% = \frac{0,16 \cdot 100}{48} = 0,33\%$$

Mostrando los resultados en una tabla resumen:

Tramo	Longitud	Sección	c.d.t (V)	c.d.t (%)
Paneles-regulador	15	6	1,4	2,91
Regulador-batería	2	35	0,16	0,33
Batería-Inversor	2	35	0,16	0,33

4.3. INSTALACIÓN EOLICA

4.3.1. Energía anual producida

La energía anual producida se obtiene mediante la siguiente expresión

$$E_{ap} = \sum (P_a(v) \cdot \text{horas/año})$$

- E_{ap} = Energía producida durante un año
- $P_a(v)$ = Potencia producida por un aerogenerador para una velocidad de viento determinada
- horas/año = Número de horas de una velocidad de viento determinada a lo largo de un año

4.3.2. Distribución anual del viento

La potencia que se debe introducir en esta fórmula viene dada por la curva de potencia que suministra el fabricante.

Por otra parte para conocer la distribución de las velocidades de viento se empleará la distribución de Weibull. Se ha comprobado experimentalmente que la velocidad del viento sigue aproximadamente una densidad que se ajusta bastante bien a una distribución de la función de densidad de la probabilidad de Weibull. La función de distribución de Weibull atiente a la siguiente expresión:

$$D = \alpha \cdot \frac{v^{\alpha-1}}{\beta^\alpha} e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha}$$

- α = Tipicamente igual a 2
- v = Velocidad de viento para la cual se calcula la distribución
- β = Velocidad media del viento

En particular si $\alpha = 2$, la ley de Weibull coincide con la de Rayleigh. Muchos estudios de potencial eólico y de fabricante de aerogeneradores refieren las prestaciones de los mismo a una distribución de velocidades según la ley de Rayleigh, ya que los lugares en los que se dan da unas condiciones adecuadas para la explotación de la energía eólica presentan en general distribuciones de velocidad que son próximas a distribuciones de Weibull con parámetro de forma igual a 2.

Lo primero que se necesita es conocer la velocidad media del viento en la zona donde se encuentra la vivienda. Existen bases de datos como AEMET que proporcionan datos de viento para diferentes estaciones meteorológicas.

Accediendo a la página web se han consultado los datos de viento a una altura de 10 metros para la estación meteorológica situada en Alcoy en el periodo comprendido entre 01/01/2014 y 01/01/2015, obteniendo los siguientes resultados:

FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)
01/01/2014	26	14:30	14	26/01/2014	38	23:59	18	20/02/2014	37	13:00	19
02/01/2014	24	0:40	16	27/01/2014	69	19:50	37	21/02/2014	49	0:50	24
03/01/2014	26	14:40	18	28/01/2014	58	3:40	33	22/02/2014	31	11:20	17
04/01/2014	75	19:30	45	29/01/2014	51	5:00	24	23/02/2014	32	15:00	18
05/01/2014	70	1:00	36	30/01/2014	44	23:40	26	24/02/2014	21	9:00	13
06/01/2014	18	2:30	10	31/01/2014	46	2:30	25	25/02/2014	32	4:20	17
07/01/2014	24	19:20	13	01/02/2014	53	10:30	28	26/02/2014	60	18:50	31
08/01/2014	26	13:20	17	02/02/2014	52	4:50	23	27/02/2014	38	15:10	21
09/01/2014	18	12:00	12	03/02/2014	52	23:59	30	28/02/2014	60	17:40	32
10/01/2014	32	12:50	19	04/02/2014	52	0:20	32	01/03/2014	36	13:00	18
11/01/2014	31	15:10	18	05/02/2014	35	12:40	18	02/03/2014	54	2:30	26
12/01/2014	22	14:50	13	06/02/2014	32	0:30	15	03/03/2014	69	23:30	39
13/01/2014	50	17:40	26	07/02/2014	54	9:00	26	04/03/2014	82	0:20	45
14/01/2014	44	1:00	23	08/02/2014	58	12:50	28	05/03/2014	66	3:00	35
15/01/2014	30	11:50	15	09/02/2014	57	21:20	31	06/03/2014	46	13:30	23
16/01/2014	25	13:20	13	10/02/2014	70	12:20	37	07/03/2014	27	23:59	15
17/01/2014	35	15:50	20	11/02/2014	60	7:10	35	08/03/2014	32	14:40	19
18/01/2014	43	12:00	25	12/02/2014	37	1:50	20	09/03/2014	36	7:50	22
19/01/2014	43	21:50	21	13/02/2014	36	16:00	18	10/03/2014	30	5:20	16
20/01/2014	65	11:20	33	14/02/2014	50	14:40	27	11/03/2014	27	16:20	16
21/01/2014	48	0:10	24	15/02/2014	37	14:40	23	12/03/2014	27	11:10	17
22/01/2014	22	14:30	13	16/02/2014	45	3:50	27	13/03/2014	37	15:50	23
23/01/2014	30	1:30	17	17/02/2014	33	17:50	21	14/03/2014	35	12:10	22
24/01/2014	58	22:00	28	18/02/2014	48	14:10	27	15/03/2014	33	12:30	22
25/01/2014	57	6:50	31	19/02/2014	32	14:10	21	16/03/2014	22	15:00	13

FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)
17/03/2014	30	16:40	15	12/04/2014	53	13:00	32	08/05/2014	28	10:30	18
18/03/2014	28	1:10	15	13/04/2014	39	9:30	23	09/05/2014	70	12:40	17
19/03/2014	36	8:10	18	14/04/2014	32	14:00	17	10/05/2014	61	16:00	22
20/03/2014	20	15:50	12	15/04/2014	36	15:40	21	11/05/2014	41	17:30	23
21/03/2014	33	17:10	19	16/04/2014	32	11:40	18	12/05/2014	30	0:20	17
22/03/2014	40	23:59	18	17/04/2014	35	11:10	22	13/05/2014	60	12:30	19
23/03/2014	44	0:10	24	19/04/2014	58	23:10	27	14/05/2014	30	18:10	17
24/03/2014	53	13:40	29	20/04/2014	49	0:30	23	15/05/2014	34	13:40	18
25/03/2014	59	1:10	32	21/04/2014	41	17:50	23	16/05/2014	32	18:20	17
26/03/2014	60	3:50	32	22/04/2014	44	18:10	24	17/05/2014	96	12:00	18
27/03/2014	40	13:10	22	23/04/2014	47	18:30	24	18/05/2014	24	19:40	14
28/03/2014	33	23:50	20	24/04/2014	47	23:40	22	19/05/2014	58	14:10	31
29/03/2014	38	3:00	23	25/04/2014	60	6:50	25	20/05/2014	33	2:00	17
30/03/2014	35	16:00	19	26/04/2014	41	16:10	21	21/05/2014	60	12:30	31
31/03/2014	38	17:00	24	27/04/2014	42	2:10	21	22/05/2014	43	17:50	22
01/04/2014	28	23:59	13	28/04/2014	32	11:30	15	23/05/2014	41	13:20	22
02/04/2014	49	3:20	25	29/04/2014	23	13:20	14	24/05/2014	33	11:30	17
03/04/2014	46	14:30	27	30/04/2014	22	14:10	13	25/05/2014	39	16:50	21
04/04/2014	66	2:40	33	01/05/2014	21	17:00	13	26/05/2014	27	17:10	17
05/04/2014	64	6:10	32	02/05/2014	29	14:40	16	27/05/2014	33	17:10	19
06/04/2014	28	10:00	16	03/05/2014	28	12:40	17	28/05/2014	50	7:30	22
08/04/2014	36	19:30	21	04/05/2014	24	13:20	13	29/05/2014	41	18:00	22
09/04/2014	41	2:20	22	05/05/2014	24	18:00	13	30/05/2014	38	17:10	23
10/04/2014	38	16:20	21	06/05/2014	32	18:10	19	31/05/2014	31	13:20	18
11/04/2014	53	16:50	29	07/05/2014	24	15:30	15	01/06/2014	36	11:40	22

FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)
02/06/2014	38	6:40	22	27/06/2014	36	14:20	22	22/07/2014	40	18:10	21
03/06/2014	45	17:10	22	28/06/2014	40	16:40	22	23/07/2014	45	14:10	24
04/06/2014	48	17:40	26	29/06/2014	42	12:20	26	24/07/2014	32	12:30	18
05/06/2014	48	1:00	28	30/06/2014	45	18:00	22	25/07/2014	40	11:00	25
06/06/2014	36	23:59	21	01/07/2014	42	17:20	22	26/07/2014	37	8:50	22
07/06/2014	49	4:40	26	02/07/2014	42	2:30	23	27/07/2014	39	20:00	20
08/06/2014	30	11:50	17	03/07/2014	45	23:30	23	28/07/2014	49	17:20	24
09/06/2014	30	11:30	18	04/07/2014	45	17:50	24	29/07/2014	40	9:20	24
10/06/2014	28	13:30	18	05/07/2014	49	19:40	24	30/07/2014	39	20:00	21
11/06/2014	39	10:20	25	06/07/2014	39	13:40	22	31/07/2014	48	16:30	27
12/06/2014	33	13:00	19	07/07/2014	37	3:30	22	01/08/2014	41	18:10	24
13/06/2014	36	18:30	20	08/07/2014	29	14:20	17	02/08/2014	45	18:10	24
14/06/2014	39	19:20	22	09/07/2014	34	13:40	20	03/08/2014	35	3:20	18
15/06/2014	49	14:00	25	10/07/2014	31	16:30	18	04/08/2014	31	19:20	16
16/06/2014	36	15:30	20	11/07/2014	32	17:00	18	05/08/2014	31	9:50	15
17/06/2014	40	16:00	21	12/07/2014	31	17:30	17	06/08/2014	25	15:20	14
18/06/2014	33	19:30	20	13/07/2014	41	20:20	21	07/08/2014	32	14:50	18
19/06/2014	24	15:40	16	14/07/2014	36	10:40	21	08/08/2014	23	14:50	13
20/06/2014	30	9:20	17	15/07/2014	39	14:50	18	09/08/2014	35	12:20	21
21/06/2014	31	18:10	19	16/07/2014	22	10:30	6	10/08/2014	36	17:30	21
22/06/2014	28	17:10	15	17/07/2014	44	17:40	32	11/08/2014	45	8:50	26
23/06/2014	49	10:40	23	18/07/2014	30	9:30	19	12/08/2014	33	19:20	19
24/06/2014	58	17:00	31	19/07/2014	41	18:40	21	13/08/2014	40	14:30	23
25/06/2014	34	9:50	19	20/07/2014	46	4:30	24	14/08/2014	33	14:30	19
26/06/2014	37	18:40	21	21/07/2014	35	1:50	21	15/08/2014	32	16:40	17

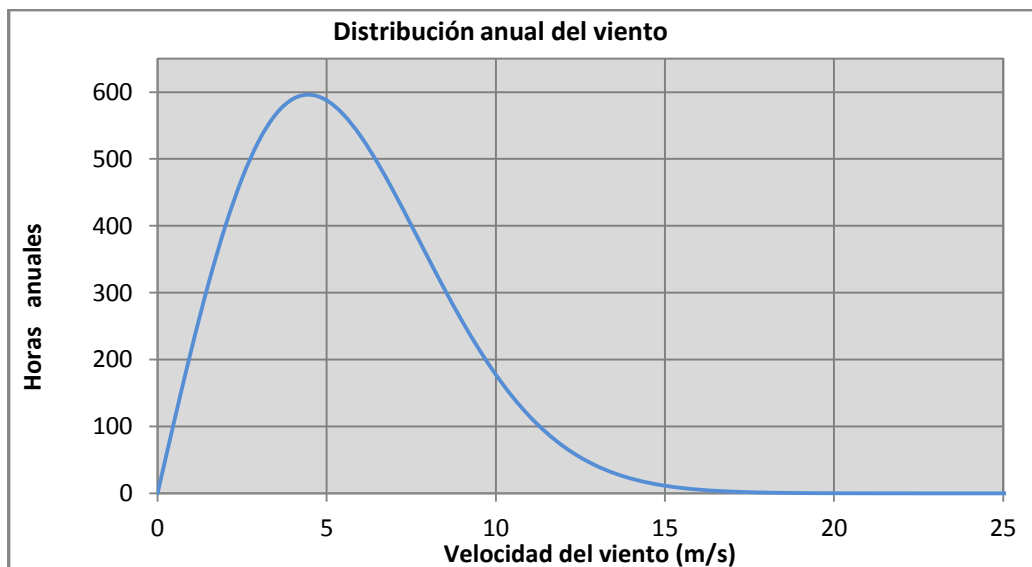
FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)
16/08/2014	41	12:00	24	11/09/2014	38	18:50	18	06/10/2014	36	17:40	20
17/08/2014	31	17:00	17	12/09/2014	37	5:10	20	07/10/2014	31	19:00	16
18/08/2014	29	15:40	15	13/09/2014	31	17:30	18	08/10/2014	29	18:50	15
19/08/2014	30	16:20	18	14/09/2014	32	21:30	19	09/10/2014	36	18:30	22
20/08/2014	35	20:50	17	15/09/2014	31	13:30	19	10/10/2014	31	22:30	16
21/08/2014	27	13:50	17	16/09/2014	37	23:40	21	11/10/2014	22	15:00	13
22/08/2014	23	16:20	12	17/09/2014	36	0:10	21	12/10/2014	42	13:10	24
23/08/2014	42	8:10	26	18/09/2014	33	16:50	19	13/10/2014	33	18:40	17
24/08/2014	37	14:50	20	19/09/2014	30	1:20	15	14/10/2014	33	8:40	19
25/08/2014	39	15:40	23	20/09/2014	27	23:40	15	15/10/2014	32	11:40	16
26/08/2014	41	16:40	23	21/09/2014	25	2:40	14	16/10/2014	41	16:50	21
27/08/2014	39	11:30	22	22/09/2014	38	11:20	24	17/10/2014	32	16:00	18
28/08/2014	30	16:10	17	23/09/2014	32	17:10	18	18/10/2014	22	13:20	13
29/08/2014	24	20:40	13	24/09/2014	39	16:00	23	19/10/2014	30	19:00	18
30/08/2014	33	11:30	19	25/09/2014	33	16:30	19	20/10/2014	27	12:10	18
31/08/2014	24	15:10	14	26/09/2014	37	16:00	20	21/10/2014	33	12:10	19
01/09/2014	34	14:40	17	27/09/2014	41	13:30	21	22/10/2014	47	3:00	21
02/09/2014	23	16:20	14	28/09/2014	22	0:10	12	23/10/2014	27	14:10	17
03/09/2014	23	2:10	13	29/09/2014	46	23:00	23	24/10/2014	19	12:10	14
04/09/2014	30	9:00	17	30/09/2014	27	20:10	15	25/10/2014	19	20:20	12
05/09/2014	28	16:20	14	01/10/2014	35	5:40	18	26/10/2014	21	16:30	14
06/09/2014	23	13:10	12	02/10/2014	28	9:20	17	27/10/2014	37	17:10	19
08/09/2014	25	12:40	17	03/10/2014	27	9:30	17	28/10/2014	24	13:40	13
09/09/2014	34	10:30	17	04/10/2014	35	20:10	18	29/10/2014	26	15:20	15
10/09/2014	39	15:10	22	05/10/2014	32	12:40	20	30/10/2014	21	14:20	14

FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)	FECHA	Vel. Max (Km/h)	Hora Racha	Vel. Media (Km/h)
31/10/2014	20	12:30	12	25/11/2014	18	0:20	10	20/12/2014	27	2:10	16
01/11/2014	22	15:10	13	26/11/2014	18	2:10	10	21/12/2014	18	14:00	11
02/11/2014	32	15:10	17	27/11/2014	32	23:50	17	22/12/2014	16	16:10	12
03/11/2014	43	17:20	25	28/11/2014	54	11:50	28	23/12/2014	26	12:40	16
04/11/2014	53	7:10	27	29/11/2014	35	11:40	20	24/12/2014	21	12:50	12
05/11/2014	51	6:10	30	30/11/2014	46	14:40	23	25/12/2014	28	4:20	17
06/11/2014	36	1:40	21	01/12/2014	43	0:30	22	26/12/2014	18	12:50	12
07/11/2014	54	4:30	31	02/12/2014	38	5:40	23	27/12/2014	47	23:50	25
08/11/2014	32	22:30	16	03/12/2014	36	13:50	21	28/12/2014	80	6:40	42
09/11/2014	36	21:30	21	04/12/2014	23	12:50	14	29/12/2014	55	11:00	30
10/11/2014	29	10:30	17	05/12/2014	36	12:50	18	30/12/2014	33	12:50	17
11/11/2014	45	9:50	23	06/12/2014	48	19:40	25	31/12/2014	21	13:00	14
12/11/2014	44	11:10	24	07/12/2014	40	3:20	21	01/01/2015	23	7:40	12
13/11/2014	39	12:30	19	08/12/2014	30	23:20	17				
14/11/2014	41	17:00	21	09/12/2014	66	14:20	40				
15/11/2014	46	11:00	24	10/12/2014	35	1:00	19				
16/11/2014	41	13:20	21	11/12/2014	32	12:00	18				
17/11/2014	43	13:30	20	12/12/2014	39	14:50	20				
18/11/2014	30	17:40	17	13/12/2014	31	15:40	15				
19/11/2014	20	13:10	12	14/12/2014	51	18:50	27				
20/11/2014	34	9:10	19	15/12/2014	43	18:50	24				
21/11/2014	31	15:20	20	16/12/2014	31	22:30	15				
22/11/2014	24	13:50	16	17/12/2014	33	1:00	17				
23/11/2014	17	10:30	9	18/12/2014	23	16:50	13				
24/11/2014	40	5:30	21	19/12/2014	26	15:00	14				

Ahora, conociendo todas las velocidades medias de viento para cada día del periodo 2014-2015 se puede calcular la velocidad media anual, que es de 5,67 m/s, con lo que la distribución la expresión de la distribución de Weibull que se ha visto con anterioridad, es la siguiente:

Velocidad viento[m/s]	Horas viento anual	Velocidad viento[m/s]	horas viento anual	Velocidad viento[m/s]	Horas viento anual
0	0,00	8	352,06	16	5,58
0,5	109,66	8,5	303,86	16,5	3,82
1	215,22	9	258,08	17	2,58
1,5	312,82	9,5	215,78	17,5	1,72
2	399,10	10	177,67	18	1,13
2,5	471,38	10,5	144,09	18,5	0,73
3	527,79	11	115,14	19	0,47
3,5	567,35	11,5	90,66	19,5	0,30
4	589,94	12	70,36	20	0,19
4,5	596,29	12,5	53,83	20,5	0,11
5	587,81	13	40,60	21	0,07
5,5	566,48	13,5	30,20	21,5	0,04
6	534,63	14	22,15	22	0,02
6,5	494,80	14,5	16,02	22,5	0,01
7	449,53	15	11,43	23	0,01
7,5	401,22	15,5	8,04	23,5	0,00

Que representada en un gráfico se muestra de la siguiente forma

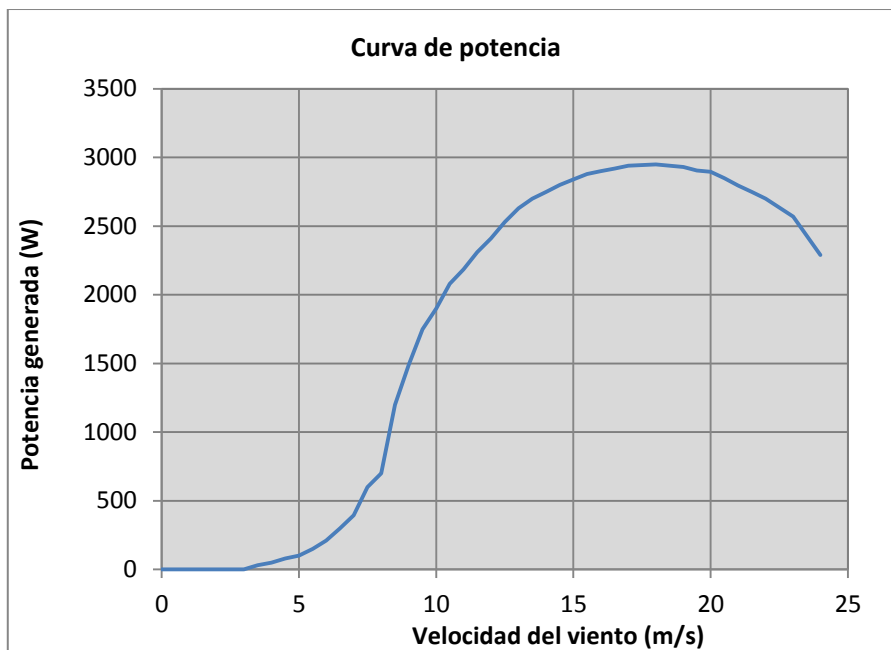


4.3.3. Cálculo del número de aerogeneradores. Aerogenerador REVO-air32 2000

Ahora sí, conociendo la distribución del viento a lo largo del año y el valor de la potencia para cada velocidad proporcionado por el fabricante se puede obtener la energía anual mediante la expresión.

$$E_{ap} = \sum (P_a(v) \cdot \text{horas/año})$$

Siendo la curva de potencia correspondiente al aerogenerador:



Se obtiene los siguientes datos:

Velocidad viento (m/s)	Horas viento anual	Potencia (W)	Energía anual producida (kWh/año)
0	0,00	0	-
0,5	109,66	0	-
1	215,22	0	-
1,5	312,82	0	-
2	399,10	0	-
2,5	471,38	0	-
3	527,79	0	-
3,5	567,35	30	17,02
4	589,94	50	29,50
4,5	596,29	80	47,70

Velocidad viento (m/s)	Horas viento anual	Potencia (W)	Energía anual producida (kWh/año)
5	587,81	100	58,78
5,5	566,48	150	84,97
6	534,63	210	112,27
6,5	494,80	300	148,44
7	449,53	395	177,56
7,5	401,22	600	240,73
8	352,06	700	246,44
8,5	303,86	1200	364,63
9	258,08	1490	384,54
9,5	215,78	1750	377,62
10	177,67	1900	337,57
10,5	144,09	2080	299,71
11	115,14	2185	251,57
11,5	90,66	2310	209,43
12	70,36	2410	169,57
12,5	53,83	2530	136,19
13	40,60	2630	106,78
13,5	30,20	2700	81,53
14	22,15	2750	60,90
14,5	16,02	2800	44,85
15	11,43	2840	32,45
15,5	8,04	2880	23,16
16	5,58	2900	16,19
16,5	3,82	2920	11,16
17	2,58	2940	7,59
17,5	1,72	2945	5,07
18	1,13	2950	3,34
18,5	0,73	2940	2,16
19	0,47	2930	1,38
TOTAL (kWh/año)			4093

Por otro lado se calcula el número de horas equivalentes de viento cada año y el número de horas equivalentes de cada mes, que se obtienen mediante las siguientes expresiones:

$$HEA = \frac{Eap}{Pn}$$

- *HEA: Número de horas equivalentes que funciona nuestro aerogenerador a la potencia nominal*
- *Eap: Es la energía total producida por nuestro aerogenerador en un año*
- *Pn: Es la potencia nominal de nuestro aerogenerador*

Siendo el número equivalente de horas anuales

$$HEA = \frac{4092,9}{2} = 2046,45$$

También se debe calcular el número de horas equivalentes mensuales, dato que se utilizará más adelante

$$HEM = \frac{HEA}{12}$$

- *HEM: Horas equivalentes que funciona el aerogenerador cada mes*

Con lo que el número de horas equivalentes mensuales es de:

$$HEM = \frac{2046,45}{12} = 170,54$$

De forma análoga al *Cmd* (coeficiente más desfavorable) calculado en fotovoltaica, en eólica también se calcula un coeficiente *Cmd* para saber cuál será el mes con el coeficiente más desfavorable, obteniéndose mediante la expresión:

$$Cmd = \frac{\text{Consumo mensual}}{HEM}$$

- *Cmd = Coeficiente más desfavorable*
- *Consumo mensual = Consumo de energía para cada mes*
- *HEM = Horas equivalentes mensuales*

Este coeficiente se calcula con la media de horas de funcionamiento del aerogenerador para cada mes, que será igual para cada uno de los meses ya que está demostrado que, aunque la distribución de viento anual es muy

similar de un año a otro, la distribución de viento mensual no, y no se puede realizar una estimación mes a mes de las HEM.

Aplicando la fórmula para cada mes se obtiene la siguiente tabla:

MES	kWh/mes	HEM	Cmd
Enero	348,75	170,54	2,05
Febrero	302,4	170,54	1,77
Marzo	320,85	170,54	1,88
Abril	297	170,54	1,74
Mayo	279	170,54	1,64
Junio	216	170,54	1,27
Julio	237,15	170,54	1,39
Agosto	251,1	170,54	1,47
Septiembre	270	170,54	1,58
Octubre	306,9	170,54	1,80
Noviembre	310,5	170,54	1,82
Diciembre	334,8	170,54	1,96

Una vez conocido el coeficiente más desfavorable, se calcula el número de aerogeneradores necesario mediante la siguiente expresión, en la cual se tendrá en cuenta el rendimiento de la instalación y del inversor, los cuales serán 0,9.

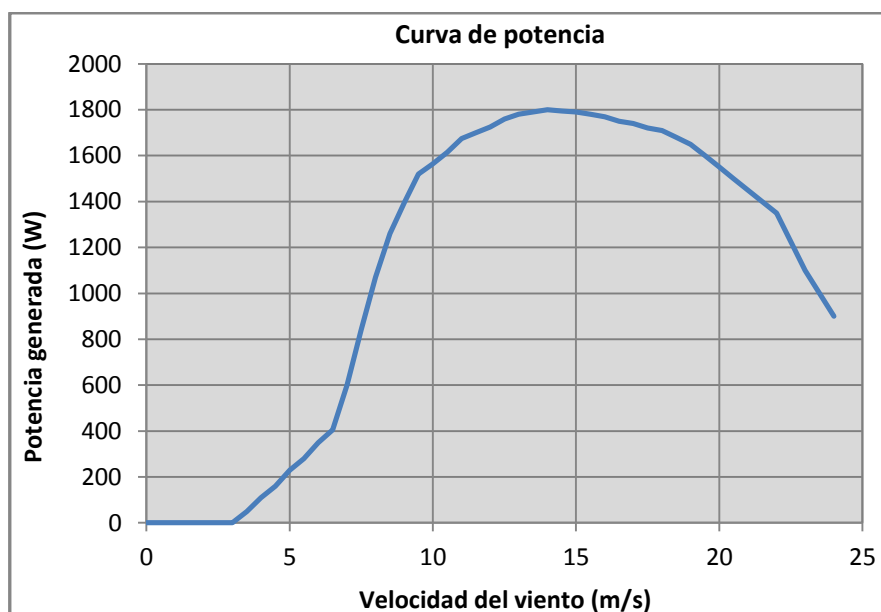
$$NA = \frac{Cmd >}{P_n \cdot \eta_{inst} \cdot \eta_{inv}}$$

- NA = Número de aerogeneradores
- $Cmd > = Cmd$ mayor
- P_n = Potencia nominal
- η_{inst} = Rendimiento de la instalación
- η_{inv} = Rendimiento del inversor

$$NA = \frac{2,05}{2 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 1,26 \rightarrow 2$$

4.3.4. Cálculo del número de aerogeneradores. Aerogenerador air32 1000

A continuación se van a realizar los mismos cálculos para un aerogenerador diferente, de potencia nominal 1000W cuya curva de potencia es la siguiente:



La curva de potencia nos proporciona los siguientes datos

Velocidad viento (m/s)	Horas viento anual	Potencia (W)	Energía anual producida (kWh/año)
0	0,00	0	28,37
0,5	109,66	0	64,89
1	215,22	0	95,41
1,5	312,82	0	135,20
2	399,10	0	158,61
2,5	471,38	50	187,12
3	527,79	110	200,39
3,5	567,35	160	269,72
4	589,94	230	337,03
4,5	596,29	280	376,70
5	587,81	350	382,86
5,5	566,48	405	360,02
6	534,63	600	327,99
6,5	494,80	840	278,05
7	449,53	1070	232,71
7,5	401,22	1260	192,85
8	352,06	1395	154,12
8,5	303,86	1520	121,37
9	258,08	1565	94,74
9,5	215,78	1615	72,27
10	177,67	1675	54,05
10,5	144,09	1700	39,86
11	115,14	1725	28,75

Velocidad viento (m/s)	Horas viento anual	Potencia (W)	Energía anual producida (kWh/año)
11,5	90,66	1760	20,45
12	70,36	1780	14,31
12,5	53,83	1790	9,88
13	40,60	1800	6,69
13,5	30,20	1795	4,49
14	22,15	1790	2,96
14,5	16,02	1780	1,94
15	11,43	1770	1,23
15,5	8,04	1750	0,78
16	5,58	1740	28,37
16,5	3,82	1720	64,89
17	2,58	1710	95,41
17,5	1,72	1680	135,20
18	1,13	1650	158,61
18,5	0,73	0	187,12
19	0,47	0	200,39
TOTAL (kWh/año)			4255,9

Se realiza el mismo proceso para calcular el número de aerogeneradores:

Número de horas equivalentes anuales:

$$HEA = \frac{4255}{1} = 4255$$

Número de horas equivalentes mensuales:

$$HEM = \frac{4255}{12} = 354,65$$

Coeficiente más desfavorable mes a mes:

MES	kWh/mes	HEM	Cmd
Enero	348,75	354,65	0,98
Febrero	302,4	354,65	0,85
Marzo	320,85	354,65	0,90
Abril	297	354,65	0,84
Mayo	279	354,65	0,79
Junio	216	354,65	0,61
Julio	237,15	354,65	0,67
Agosto	251,1	354,65	0,71
Septiembre	270	354,65	0,76
Octubre	306,9	354,65	0,87
Noviembre	310,5	354,65	0,88
Diciembre	334,8	354,65	0,94

Como era evidente el mes con el Cmd más alto será el mismo para todos los aerogeneradores para los que se realice el cálculo debido al procedimiento empleado.

$$NA = \frac{0,98}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 1,21 \rightarrow 2$$

Como se ha podido ver, aunque el número de aerogeneradores a instalar resulta ser de 2, el resultado obtenido en la fórmula para calcular NA para el aerogenerador de 1kW de potencia nominal es menor que para el aerogenerador de 2kW. Esto se debe a que el aerogenerador de 1kW tiene la curva de potencia más desplazada hacia la izquierda, lo que hace que se produzca más energía para velocidades de viento bajas. Esto no quiere decir que un aerogenerador sea peor que otro, simplemente indica que aerogenerador se adapta mejor a la distribución del viento. A partir de aquí, después de comparar los dos aerogeneradores se elige el aerogenerador de 1kW por tener un precio menor.

A continuación se va a calcular el grado de sobredimensionamiento de producción de energía sobre el consumo. Este apartado no se realiza de la misma forma que en la instalación fotovoltaica ya que los cálculos de energía se realizan con las HEA y HEM, siendo estas últimas iguales para todos los meses. Si se calculase la producción de energía mes a mes sería constante, de forma que el cálculo se realiza para un año

$$Sobredim. = \frac{\text{Energía producible}}{\text{Energía consumida}} = \frac{HEA \cdot \text{Potencia nominal} \cdot \eta_{inst} \cdot \eta_{inv} \cdot n_{aerogeneradores}}{\text{Energía consumida}}$$

$$Sobredimensionamiento = \frac{4255 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 2}{3474,45} = 1,98$$

Se genera prácticamente el doble de energía de la necesaria a lo largo del año debido una vez más a que la instalación está calculada para el mes con un Cmd más alto. Se realiza la instalación con 2 aerogeneradores, que es el número obtenido en el mes más desfavorable.

En el sentido de conocer en qué medida sobredimensionamos la instalación es interesante realizar los mismos cálculos para el mes con el coeficiente más desfavorable. Se hará exactamente de la misma forma pero teniendo en cuenta solo la energía producible y el consumo de diciembre

$$Sobredim. dic. = \frac{\text{Energía producible dic}}{\text{Energía consumida dic}} = \frac{HEDic \cdot \text{Potencia nominal} \cdot \eta_{inst} \cdot \eta_{inv} \cdot n_{aerogeneradores}}{\text{Energía consumida dic}}$$

$$Sobredim. ener. = \frac{354,65 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 2}{348,75} = 1,64$$

Anteriormente se mencionó que una primera aproximación para calcular la energía obtenida puede realizarse con la siguiente expresión, teniendo en cuenta que la energía generada puede ser hasta un 20% mayor. Recordando la expresión:

$$E = 2,5 \cdot (\bar{v})^3 \cdot A$$

- $E =$ Energía anual producida
- $\bar{v} =$ Velocidad media anual del viento
- $A =$ Area de captación del aerogenerador

$$E = 2,5 \cdot (5,6)^3 \cdot \left(\frac{3,2}{2}\right)^2 \cdot \pi = 3530 \text{ kWh/año}$$

Si se tiene en cuenta el 20% de diferencia que puede haber:

$$3530 \cdot 1,2 = 4237 \text{ kWh/año}$$

El aerogenerador produce 4255 kWh/año, con lo que se puede ver que esta aproximación sería válida.

4.3.5.Regulador

Después de efectuar los cálculos se decide instalar 2 aerogeneradores de 1kW de potencia nominal modelo "Air 32 100". En el gráfico correspondiente a la curva de potencia de este aerogenerador se puede ver que la potencia máxima que es capaz de proporcionar es de 1,8kW, con lo que, si nuestra instalación funciona a 48V, necesitaremos un regulador para cada aerogenerador capaz de gestionar una corriente del siguiente valor:

$$I = \frac{P_{max} \cdot k_s}{V_{inst}}$$

- $I =$ Corriente
- $NA =$ Número de aerogeneradores
- $P_{max} =$ Potencia máxima que es capaz de proporcionar el aerogenerador
- $k_s =$ Coeficiente de seguridad que aplicamos a la potencia ya que no conocemos el $\cos\phi$
- $V_{inst} =$ Tensión a la que funciona nuestra instalación

$$I = \frac{1800 \cdot 1,1}{48} = 41,25 \text{ A}$$

Por lo tanto necesitaremos un regulador de como mínimo 41,25A. En el caso de la instalación eólica se elige conectar cada aerogenerador a un regulador debido a que no se puede utilizar el regulador elegido en el apartado de fotovoltaica. Se elige un regulador de la marca *Morning Star*, capaz de gestionar hasta 60A.

4.3.6. Inversor

El inversor se necesita es el mismo que el indicado en fotovoltaica, es decir, un inversor de 5000W, se elegirá el mismo modelo.

4.3.7. Acumuladores

Al igual que con el inversor, los cálculos para los acumuladores son exactamente los mismos, recordando los cálculos;

La capacidad para 5 días de autonomía:

$$C_{120} = \frac{N_{aut} \cdot C_{dmax}}{Pd}$$

$$C_{120} = \frac{5 \cdot 260}{0,7} = 1860,12 \approx 1861 Ah$$

Se necesitan unos acumuladores con las siguientes características

Baterías	
Nº de días de autonomía	5
Mayor consumo diario (Ah)	260
Profundidad de descarga (%)	70
Tensión de las baterías (V)	48
Capacidad de las baterías (Ah)	1861
n	120

Se elige un modelo de la marca sunlight de la gama OPzS

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc	
2V 2 RES OPzS 185	2	2	197	187	168	148	132	103
2V 3 RES OPzS 260	3	2	274	263	235	209	188	103
2V 4 RES OPzS 300	4	2	310	300	272	243	224	103
2V 5 RES OPzS 375	5	2	391	378	343	307	281	124
2V 6 RES OPzS 450	6	2	470	454	411	368	338	145
2V 5 RES OPzS 550	5	2	574	553	498	444	413	124
2V 6 RES OPzS 660	6	2	686	661	596	530	494	145
2V 7 RES OPzS 750	7	2	780	750	676	602	564	166
2V 5 RES OPzS 900	5	2	948	904	797	695	639	145
2V 6 RES OPzS 965	6	2	1006	966	859	754	703	145
2V 7 RES OPzS 1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191
2V 8 RES OPzS 1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191
2V 9 RES OPzS 1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233
2V 10 RES OPzS 1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165	233
2V 12 RES OPzS 1905	12	4	1965	1908	1695	1487	1391	275

Cuya capacidad real es:

$$N_{real} = \frac{C_{bat} \cdot Pd}{C_{dmax}}$$

$$N_{real} = \frac{1908 \cdot 0,7}{260} = 5,13 \text{ días}$$

4.3.8. Cableado. Cálculo de secciones

Se necesita realizar el cálculo de la sección de los conductores para cumplir las normas específicas de este apartado del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según el cual se deben cumplir dos criterios; un criterio por caída de tensión y otro por corriente máxima.

Para poder calcular la sección de los conductores sin exceder esa caída de tensión utilizaremos la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

- *S: Sección mínima del conductor*
- *ρ : Resistividad del conductor, que será 0,017 para el cobre y 0,028 para aluminio*
- *L: Longitud del conductor para el que calculamos la sección*
- *I: Corriente que circula por el conductor*
- *ΔV : Caída de tensión máxima que podemos tener en el conductor*

Por otra parte el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su ITC-BT-19, especifica para cada tipo de instalación la sección mínima que debemos emplear.

Teniendo en cuenta estos dos aspectos determinaremos la sección de los conductores.

4.3.9. Sección aerogenerador1-regulador

Sección según caída de tensión

En el caso de la instalación con aerogeneradores, estos están en dos esquinas opuestas de la vivienda, de forma que la sección que se calcula a continuación es la sección de los conductores que va desde cada uno de los aerogeneradores a los reguladores, que están dispuestos dentro de la vivienda en la ubicación correspondiente.

Sabiendo que la sección según el criterio de caída de sección se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

Se necesita conocer la corriente máxima que circulara por el circuito, que será:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{V} = \frac{1800 \cdot 1,1}{48} = 41,25A$$








Con lo que la sección mínima según la caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 20 \cdot 41,25}{48 \cdot 0,03} = 19,48 \approx 25 \text{ mm}^2$$

Sección según ITC-BT-19

Para escoger la sección adecuada tenemos que tener en cuenta el tipo de instalación que vamos a realizar y el material aislante de los conductores, siendo la instalación tipo B, es decir, conductores aislados en tubos en montaje superficial.

Consultando dicha tabla, la sección que soporta 37,5A para este tipo de montaje es:

		en tubos empotrados en paredes aislantes	PVC	PVC		XLPE o EPR	XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ ; Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁵⁾						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ ; Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR ¹¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ⁹⁾		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		160				276	296	318	356	378	423	464	602
Cobre													

Según este apartado del REBT la sección adecuada para 37,5 amperios es de 10 mm^2 . Aunque esta tabla indique que debemos utilizar una sección de 10 mm^2 , según el criterio de caída de tensión se necesita una sección de 25 mm^2 , por lo que se escoge esta sección al ser más desfavorable.

Siendo la caída de tensión para esta sección en voltios:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 20 \cdot 41,25}{25} = 1,12 \text{ V}$$

Que en % es:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V \cdot 100}{V}$$

$$\Delta V\% = \frac{1,12 \cdot 100}{48} = 2,33\%$$

4.3.10. Sección aerogenerador2-regulador

Sabiendo que la sección según el criterio de caída de sección se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

Se necesita conocer la corriente máxima que circulara por el circuito, que será:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{V} = \frac{1800 \cdot 1,1}{48} = 41,25 \text{ A}$$

Con lo que la sección mínima según la caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 25 \cdot 41,25}{48 \cdot 0,03} = 24,34 \approx 25 \text{ mm}^2$$

Siendo la c.d.t en voltios:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 25 \cdot 41,25}{25} = 1,4 V$$

Que en % es:

$$\Delta V\% = \frac{1,4 \cdot 100}{48} = 2,92\%$$

4.3.11. Sección regulador-acumuladores

Sección según caída de tensión

Según el criterio de la caída de tensión necesitamos un conductor de la siguiente sección

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 60}{48 \cdot 0,03} = 2,83 \approx 4mm^2$$

Sección según ITC-BT-19

Esta línea tendrá una instalación del tipo B, conductores aislados en tubos en montaje superficial, por lo que según la ITC-BT-19 se necesita una sección de $16mm^2$. Se elige esta sección por ser la más desfavorable.

Siendo la caída de tensión real en V

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 60}{16} = 0,255V$$

Que corresponde a un valor de tensión en % de

$$\Delta V\% = \frac{0,255 \cdot 100}{48} = 0,53\%$$

4.3.12. Sección inversor acumuladores

Sección según caída de tensión

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{48 \cdot 0,03} = 4 \approx 6mm^2$$

Sección según ITC-BT-19

Según esta tabla necesitamos una sección de 35mm^2 , con lo que esta vez el caso más restrictivo es la ITC-BT-19. Elegimos una sección de 35mm^2 .

Siendo la caída de tensión en V

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{35} = 0,16 \text{ V}$$

Con un valor en % de

$$\Delta V\% = \frac{0,16 \cdot 100}{48} = 0,33 \%$$

Mostrando los valores en una tabla resumen:

Tramo	Longitud	Sección	c.d.t (V)	c.d.t (%)
Aerogenerador 1-regulador	20	25	1,12	2,33
Aerogenerador2-regulador	25	25	1,4	2,92
Regulador-batería	2	16	0,25	0,53
Batería-Inversor	2	35	0,16	0,33

4.4. INSTALACIÓN MIXTA FOTOVOLTAICA EOLICA

4.4.1. Consumos

De acuerdo con lo establecido, para el presente proyecto, en la instalación mixta fotovoltaica-eólica, cada una de las fuentes de energía deberá ser calculada para el 50% del consumo anual de energía, que será:

Mes	Consumo (kWh/día)	Consumo (kWh/mes)	50% del consumo (kWh/mes)
Enero	11,25	348,75	174,375
Febrero	10,8	302,4	151,2
Marzo	10,35	320,85	160,425
Abril	9,9	297	148,5
Mayo	9	279	139,5
Junio	7,2	216	108
Julio	7,65	237,15	118,575
Agosto	8,1	251,1	125,55
Septiembre	9	270	135
Octubre	9,9	306,9	153,45
Noviembre	10,35	310,5	155,25
Diciembre	10,8	334,8	167,4
TOTAL		3474,45	1737,225

4.4.2. Número de paneles fotovoltaicos

Para la parte fotovoltaica se realizarán los cálculos para una instalación con inclinación variable de 60° y 15°, que como ya se ha visto anteriormente proporciona más energía que una instalación con una única inclinación. Recordando la radiación correspondiente a la inclinación de cada mes:

Mes	Radiación (kWh/m2/mes)	Inclinación(°)
Enero	145,39	60
Febrero	144,48	60
Marzo	174,84	60
Abril	178,87	15
Mayo	206,77	15
Junio	227,85	15
Julio	236,84	15
Agosto	209,87	15
Septiembre	168,98	15
Octubre	164,92	60
Noviembre	138	60
Diciembre	133,3	60

El siguiente paso es calcular el Cmd, esta vez para el 50% del consumo mensual. Siendo el Cmd:

$$Cmd = \frac{Consumo}{Radiación}$$

Se obtiene la siguiente tabla, donde además añadiremos el factor ks que engloba el 20% de pérdidas de la instalación:

Mes	Cmd	Cmd-Ks
Enero	36,09	43
Febrero	31,49	38
Marzo	27,61	33
Abril	24,98	30
Mayo	20,30	24
Junio	14,26	17
Julio	15,07	18
Agosto	18,00	22
Septiembre	24,04	29
Octubre	28,00	34
Noviembre	33,85	41
Diciembre	36,42	44

Si el número de líneas en paralelo se calculaba con:

$$N_{lp} = \frac{Cmd \cdot Ks}{I_p}$$

Y sabemos que el número total de paneles es $N_{lp} \cdot 2$ debido a la tensión de la instalación:

Mes	Número líneas en paralelo	Número de paneles
Enero	4,06	10
Febrero	3,55	8
Marzo	3,11	8
Abril	2,81	6
Mayo	2,29	6
Junio	1,61	4
Julio	1,70	4
Agosto	2,03	6
Septiembre	2,71	6
Octubre	3,15	8
Noviembre	3,81	8
Diciembre	4,10	10

4.4.3. Energía producida mediante paneles fotovoltaicos

Ahora se calculará la producción de energía mes a mes, que luego sumaremos a la energía producida mes a mes mediante energía eólica para comparar la producción de energía total con el consumo de energía.

$$E_{producida} = P_{p_{inst}} \cdot HSP \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{inst}$$

- $E_{producida}$ = Energía producida en kWh
- $P_{p_{inst}}$ = Potencia instalada en kW
- HSP = Horas solares pico para cada mes
- η_{inv} = Rendimiento del inversor
- η_{inst} = Rendimiento de la instalación

Aplicando la fórmula para cada mes obtenemos la siguiente tabla

Mes	Número de paneles	E producida kWh
Enero	10	259,71
Febrero	8	258,09
Marzo	8	312,32
Abril	6	319,52
Mayo	6	369,36
Junio	4	407,01
Julio	4	423,07
Agosto	6	374,89
Septiembre	6	301,85
Octubre	8	294,60
Noviembre	8	246,51
Diciembre	10	247,05

4.4.4. Número de aerogeneradores

Lo primero que se debe calcular son las HEA del aerogenerador, que será un air32 1000 de 1kW de potencia, ya que en los anteriores cálculos de energía eólica se demostró que producía más energía que el de 2kW.

$$HEA = \frac{Ea}{Pn}$$

La energía obtenida según la curva de potencia para el aerogenerador de 1kW es de 4255 kWh/año, con lo que:

$$HEA = \frac{4255}{1} = 4255$$

A continuación se calculan las HEM:

$$HEM = \frac{HEA}{12}$$

$$HEM = \frac{4255}{12} = 354,6$$

El siguiente paso es calcular el Cmd mediante la expresión:

$$Cmd = \frac{Consumo}{HEM}$$

Si se realiza esta operación mes a mes obtenemos la siguiente tabla:

MES	kWh/mes	HEM	Cmd
Enero	174,375	354,65	0,49
Febrero	151,2	354,65	0,43
Marzo	160,425	354,65	0,45
Abril	148,5	354,65	0,42
Mayo	139,5	354,65	0,39
Junio	108	354,65	0,30
Julio	118,575	354,65	0,33
Agosto	125,55	354,65	0,35
Septiembre	135	354,65	0,38
Octubre	153,45	354,65	0,43
Noviembre	155,25	354,65	0,44
Diciembre	167,4	354,65	0,47

A continuación, con el Cmd más alto se puede calcular el número de aerogeneradores:

$$NA = \frac{Cmd}{P_n \cdot \eta_{inst} \cdot \eta_{inv}}$$

$$NA = \frac{0,49}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 0,6 \rightarrow 1$$

4.4.5. Número de aerogeneradores

Aunque debido al procedimiento de cálculo la energía generada por el aerogenerador será la misma para todos los meses se calculará para conocer mes a mes la energía obtenida entre los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador.

$$E_{\text{producible}} = HEM \cdot \text{Potencia nominal} \cdot \eta_{\text{inst}} \cdot \eta_{\text{inv}} \cdot n_{\text{aerogeneradores}}$$

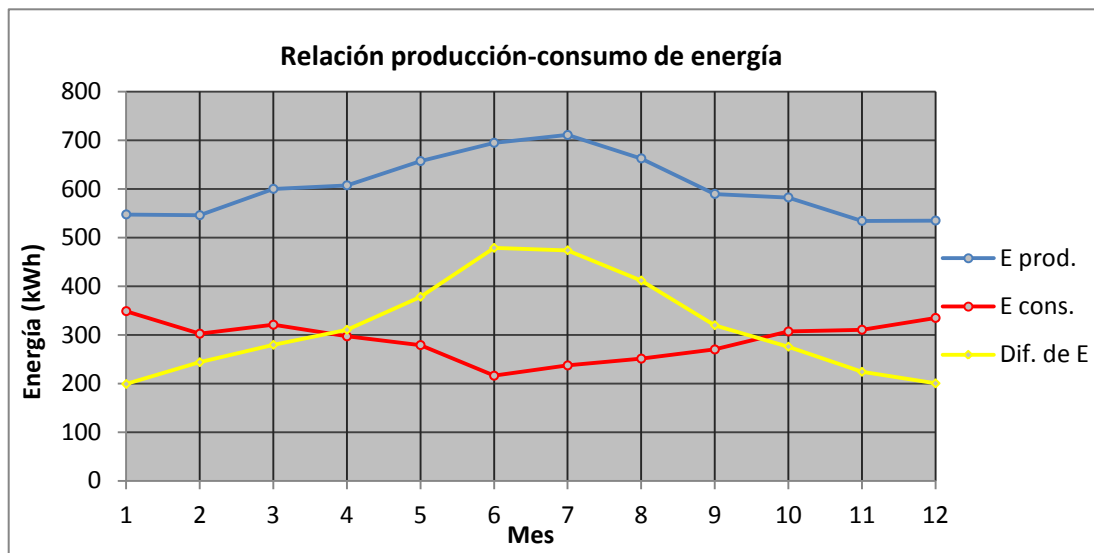
$$E_{\text{producible}} = 354,65 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 = 288 \text{ kWh/mes}$$

4.4.6. Generación total de energía

Con lo que la energía producida mes a mes por el conjunto el primer año, considerando una degradación del 0,8% será:

MES	Eprod. Fotov. kWh/mes	Eprod. Eólica kWh/mes	Eprod. Total (kWh)	Econsumida	Dif. de E
Enero	259,71	288	547,71	348,75	198,96
Febrero	258,09	288	546,09	302,40	243,69
Marzo	312,32	288	600,32	320,85	279,47
Abril	319,52	288	607,52	297,00	310,52
Mayo	369,36	288	657,36	279,00	378,36
Junio	407,01	288	695,01	216,00	479,01
Julio	423,07	288	711,07	237,15	473,92
Agosto	374,89	288	662,89	251,10	411,79
Septiembre	301,85	288	589,85	270,00	319,85
Octubre	294,60	288	582,6	306,90	275,70
Noviembre	246,51	288	534,51	310,50	224,01
Diciembre	247,05	288	535,05	334,80	200,25
TOTAL	3814	3456	7270	3474	3795

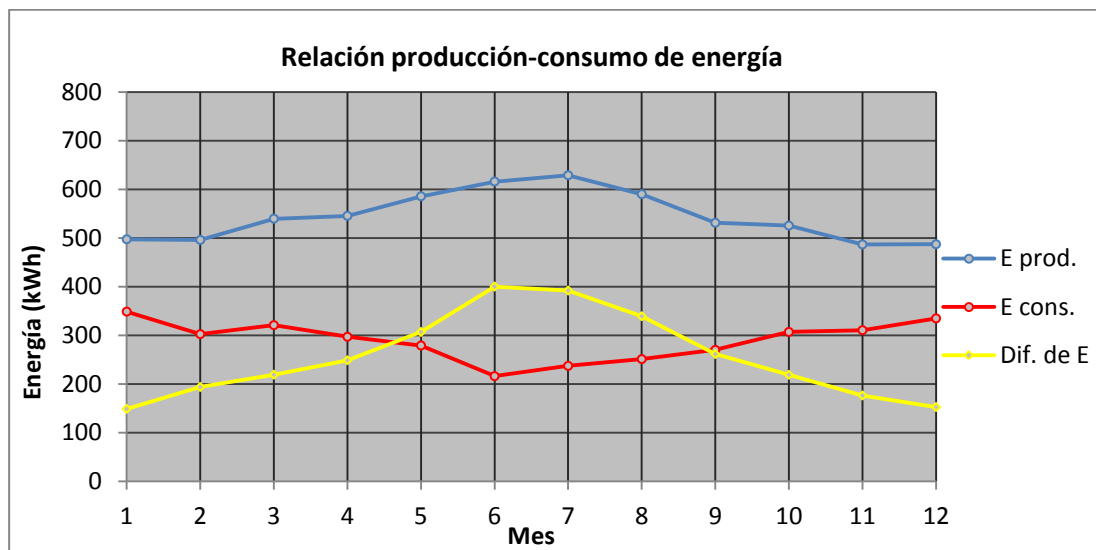
Que representado gráficamente



Con lo que la energía producida mes a mes por el conjunto cuando los paneles hayan sufrido una degradación del 20% de la instalación será:

MES	Eprod. Fotov. kWh/mes	Eprod. Eólica kWh/mes	Eprod. Total (kWh)	Econsumida	Dif. de E
Enero	209,45	288	497,45	348,75	196,25
Febrero	208,13	288	496,13	302,40	240,60
Marzo	251,87	288	539,87	320,85	176,60
Abril	257,68	288	545,68	297,00	199,13
Mayo	297,87	288	585,87	279,00	260,87
Junio	328,24	288	616,24	216,00	329,68
Julio	341,19	288	629,19	237,15	348,72
Agosto	302,33	288	590,33	251,10	365,14
Septiembre	243,43	288	531,43	270,00	359,19
Octubre	237,58	288	525,58	306,90	283,43
Noviembre	198,80	288	486,8	310,50	220,93
Diciembre	199,23	288	487,23	334,80	190,78
	3075	3456	6531	3474	3171

Que representado gráficamente:



Como se puede ver en el gráfico existe un grado de sobredimensionamiento considerable en la instalación a pesar de haber calculado cada una de las partes productoras de energía para un 50% del consumo total. Esto se debe a que además de introducir coeficientes de seguridad, el número real de aerogeneradores necesarios para producir el 50% de la energía es de 0,6, con lo que el aerogenerador está produciendo mucha más energía de la que realmente debe aportar. A partir de aquí dependiendo de cuanto se quiera ajustar la instalación al consumo, y del presupuesto, se podría plantear realizar el estudio de nuevo con un aerogenerador de menor potencia.

4.4.7.Regulador

Para saber que regulador elegir se tienen que tener en cuenta los criterios de tensión nominal, que es la tensión a la que trabaja la instalación y corriente máxima que debe soportar. Se sabe que el valor de la tensión es de 48V.

La corriente aportada por la instalación fotovoltaica es:

$$I_1 = N_{tp} \cdot I_p$$

$$I_1 = 5 \cdot 8,2 = 41A$$

Por otra parte la corriente aportada por el aerogenerador es:

$$I_2 = \frac{P_{max} \cdot k_s}{V_{inst}}$$

$$I_2 = \frac{1800 \cdot 1,1}{48} = 41,25A$$

Para este tipo de instalación se utilizarán dos reguladores de 60A de la marca *Morning star*, para gestionar la corriente tanto de los paneles como del aerogenerador.

4.4.8.Inversor

El inversor que se utilizará para este tipo de instalación será el mismo que para las instalaciones fotovoltaica y eólica, un inversor Phoenix 48/5000 de 5kW de la marca Victron energy.

4.4.9.Baterías

Una de las premisas de la instalación mixta es que se reducen los días de autonomía, pasando a ser 3, con lo que el conjunto de baterías necesario será el siguiente:

$$C_{72} = \frac{N_{aut} \cdot C_{dmax}}{Pd}$$

- C_{120} = Capacidad para cinco días de autonomía
- N_{aut} = Número de días de autonomía

- $C_{dmax} = \text{Consumo diario máximo}$
- $P_d = \text{Profundidad de descarga}$

$$C_{72} = \frac{3 \cdot 260}{0,7} = 1114,3 \approx 1115 \text{ Ah}$$

Con lo que los datos referentes a los acumuladores son los siguientes

Baterías	
Nº de días de autonomía	3
Mayor consumo diario (Ah)	260
Profundidad de descarga (%)	70
Tensión de las baterías (V)	48
Capacidad de las baterías (Ah)	1115
n	72

Se necesita realizar una configuración de acumuladores que para n igual a 72 tenga como mínimo una capacidad de 1115Ah y una tensión de 48V. Buscando en la gama comercial se puede ver que el fabricante no proporciona datos para n igual a 72, por lo que tendremos que interpolar los datos de la tabla.

El fabricante proporciona datos para n igual a 240, 120, 48, 24 y 12. Como queremos conocer que modelo de batería tiene 1115Ah para un valor de n igual a 72, debemos elegir el vaso que para n igual a 120 tenga un valor de capacidad mayor, para n igual a 48 un valor de capacidad menor, e interpolar para comprobar que el modelo elegido tiene suficiente capacidad.

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc	
2V 2 RES OPzS 185	2	2	197	187	168	148	132	103
2V 3 RES OPzS 260	3	2	274	263	235	209	188	103
2V 4 RES OPzS 300	4	2	310	300	272	243	224	103
2V 5 RES OPzS 375	5	2	391	378	343	307	281	124
2V 6 RES OPzS 450	6	2	470	454	411	368	338	145
2V 5 RES OPzS 550	5	2	574	553	498	444	413	124
2V 6 RES OPzS 660	6	2	686	661	596	530	494	145
2V 7 RES OPzS 750	7	2	780	750	676	602	564	166
2V 5 RES OPzS 900	5	2	948	904	797	695	639	145
2V 6 RES OPzS 965	6	2	1006	966	859	754	703	145
2V 7 RES OPzS 1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191
2V 8 RES OPzS 1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191
2V 9 RES OPzS 1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233
2V 10 RES OPzS 1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165	233

Ahora interpolando entre esos dos valores:

$$\frac{120 - 72}{120 - 48} = \frac{1230 - x}{1230 - 1088} \rightarrow x = 1135$$

Se elige por tanto el modelo OPzS 1230, teniendo una capacidad real de:

$$N_{real} = \frac{C_{bat} \cdot Pd}{C_{dmax}}$$

$$N_{real} = \frac{1135 \cdot 0,7}{260} = 3,05 \text{ dias}$$

4.4.10. Cableado. Cálculo de secciones

A continuación se procederá a calcular la sección mínima necesaria en las líneas de la instalación siguiendo el mismo procedimiento que para el resto de apartados.

4.4.11. Sección aerogenerador-regulador

Sección según caída de tensión

En el caso de la instalación con aerogeneradores, estos están en dos esquinas opuestas de la vivienda, de forma que la sección que se calcula a continuación es la sección de los conductores que va desde cada uno de los aerogeneradores a los reguladores, que están dispuestos dentro de la vivienda en la ubicación correspondiente.

Sabiendo que la sección según el criterio de caída de sección se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

Se necesita conocer la corriente máxima que circulara por el circuito, que será:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{V} = \frac{1800 \cdot 1,1}{48} = 41,25A$$

Con lo que la sección mínima según la caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 20 \cdot 41,25}{48 \cdot 0,03} = 19,48 \approx 25 \text{ mm}^2$$

Sección según ITC-BT-19

Para escoger la sección adecuada tenemos que tener en cuenta el tipo de instalación que vamos a realizar y el material aislante de los conductores, siendo la instalación tipo B, es decir, conductores aislados en tubos en montaje superficial.

Consultando dicha tabla, la sección que soporta 37,5A para este tipo de montaje es:

		en tubos empotrados en paredes aislantes	PVC	PVC		XLPE o EPR	XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ³⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ³⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ ; Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ ; Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾							3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾									3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	
	160				276	296	318	348	378	414	454	582	

Según este apartado del REBT la sección adecuada para 37,5 amperios es de 10 mm². Aunque esta tabla indique que debemos utilizar una sección de 10 mm², según el criterio de caída de tensión se necesita una sección de 25 mm², por lo que se escoge esta sección al ser más desfavorable.

Siendo la caída de tensión para esta sección en voltios:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 20 \cdot 41,25}{25} = 1,12 \text{ V}$$

Que en % es:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V \cdot 100}{V}$$

$$\Delta V\% = \frac{1,12 \cdot 100}{48} = 2,33\%$$

4.4.12. Sección paneles regulador

Se necesita conocer la corriente máxima que circulara por este tramo del circuito, que será:

$$I_{max} = I_p \cdot N_{Ip}$$

$$I_{max} = 8,2 \cdot 2 = 16,4 \text{ A}$$

Con lo que la sección mínima según la caída de tensión será:

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 11 \cdot 16,4}{48 \cdot 0,03} = 4,25 \simeq 6 \text{ mm}^2$$

Según este ITC Bt-19 la sección adecuada para 16,4A amperios es de $2,5 \text{ mm}^2$, por lo que escogeremos la sección de 6 mm^2 que es la que nos indica el criterio de la caída de tensión.

Siendo la caída de tensión para esta sección en voltios:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 11 \cdot 16,4}{6} = 1,02 \text{ V}$$

Que en % es:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V \cdot 100}{V}$$

$$\Delta V\% = \frac{1,02 \cdot 100}{48} = 2,12\%$$

4.4.13. Sección regulador-acumuladores

Sección según caída de tensión

Según el criterio de la caída de tensión necesitamos un conductor de la siguiente sección

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 60}{48 \cdot 0,03} = 2,83 \approx 4mm^2$$

Sección según ITC-BT-19

Esta línea tendrá una instalación del tipo B, conductores aislados en tubos en montaje superficial, por lo que según la ITC-BT-19 se necesita una sección de $16mm^2$. Se elige esta sección por ser la más desfavorable.

Siendo la caída de tensión real en V

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{16} = 0,255V$$

Que corresponde a un valor de tensión en % de

$$\Delta V\% = \frac{0,255 \cdot 100}{48} = 0,53\%$$

4.4.14. Sección inversor acumuladores

Sección según caída de tensión

$$S = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{48 \cdot 0,01} = 12,04 \approx 16mm^2$$

Sección según ITC-BT-19

Según esta tabla necesitamos una sección de 35mm^2 , con lo que esta vez el caso más restrictivo es la ITC-BT-19. Elegimos una sección de 35mm^2 .

Siendo la caída de tensión en V

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 0,017 \cdot 2 \cdot 85}{35} = 0,16 \text{ V}$$

Con un valor en % de

$$\Delta V\% = \frac{0,16 \cdot 100}{48} = 0,33 \%$$

Mostrando los valores en una tabla resumen:

Tramo	Longitud	Sección	c.d.t (V)	c.d.t (%)
Aerogenerador 1-regulador	20	25	1,12	2,33
Paneles-regulador	11	6	1,02	2,12
Regulador-batería	2	16	0,255	0,53
Batería-Inversor	2	35	0,16	0,33

5. PUESTA A TIERRA Y PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN

El REBT define la puesta a tierra como la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra o con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de las instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Estos sistemas eléctricos son muy particulares, ya que se tienen dos tipos de corriente compartiendo la misma instalación, continua y alterna, y además:

- Cada uno de los módulos fotovoltaicos y aerogeneradores se comporta como un generador.
- Existe una mayor probabilidad de impactos de rayo directo o indirecto.

Las características anteriormente mencionadas condicionan la puesta a tierra de los sistemas generadores aislados.

En estas instalaciones en las que se cuenta con un inversor, se tiene un “punto frontera” que divide la parte de continua y la parte de alterna. Se denominara por el término “aguas arriba” a todos los equipos que se encuentren antes del inversor y, por tanto, coincidirá con el lado de continua de la instalación. Así mismo, “aguas abajo” será aquella parte de la instalación que discurre desde el inversor hacia las cargas a alimentar, y que, por tanto, corresponderá con el lado de alterna.

Además la instalación deberá cumplir con todo lo establecido en el REBT ITC-BT-40 donde se indica lo siguiente:

- La puesta a tierra de protección de la torre y el generador eólico montado contra descargas atmosféricas será independiente del resto de las tierras de la instalación.
- La puesta a tierra de las instalaciones generadoras aisladas conectadas a instalaciones receptoras que son alimentadas de forma exclusiva por dichos grupos generadores será independiente de cualquier otra red de tierras.

Por lo tanto la tierra de la instalación generadora será independiente de la instalación de consumo y de la de los equipos instalados en la vivienda, realizándose una instalación de puesta a tierra para la parte fotovoltaica, otra para la eólica y otra para los equipos de consumo.

Los elementos encargados de generar la energía son los módulos fotovoltaicos y los aerogeneradores, ambos con chasis metálicos. Estas partes metálicas deben de conectarse todas entre sí, para que sean equipotenciales y, además, se conectan a tierra como medida de seguridad para la instalación (frente a descargas atmosféricas).

De los elementos generadores parten dos conductores (el negativo y el positivo) que están aislados entre sí y aislados de tierra. Esta disposición coincide con un esquema de conexión a tierra denominado IT (o “de generador flotante”) ya que no hay conductores activos puestos a tierra, pero sí lo están, mediante una conexión específica, las masas y partes metálicas accesibles de los elementos generadores. Con esta disposición, si uno de los conductores, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica que está puesta a tierra, el único efecto es que los potenciales de ese conductor, de la masa metálica y de la tierra son los mismos, y no hay ninguna corriente de derivación a tierra. Si ahora una persona toca la parte metálica de los módulos, no hay tampoco ninguna corriente de derivación por su cuerpo, pues la diferencia de potencial a la que está sometida es cero, que es la diferencia de potencial entre la masa y tierra. Por tanto, con los dos hilos activos aislados entre sí y de tierra, un primer defecto a tierra no es peligroso para las personas.

Si ahora se produce un nuevo contacto del otro conductor con la parte metálica, tampoco hay una corriente de fuga a tierra, sino un cortocircuito, pues, como se ha dicho, toda la parte metálica es una superficie equipotencial. Si ahora una persona toca la parte metálica, tampoco se produce ninguna corriente de fuga a tierra por ella, pues la diferencia de potencial entre la parte metálica y tierra, vuelve a ser nula.

Con el uso del esquema anterior, solamente puede existir peligro para la persona, si el segundo defecto a tierra se produce a través de ella. Pero esto sólo se produce si ya ha habido un primer defecto a tierra en uno de los conductores activos (positivo o negativo), si ese defecto no ha sido reparado, y si la persona toca directamente el otro conductor activo. Esta situación equivale al contacto directo de la persona con los dos conductores activos, contacto cuyas consecuencias no puede evitar ningún interruptor diferencial, ni siquiera en las instalaciones de corriente alterna, si la persona está aislado de tierra.

Para la desconexión de las baterías, se procederá a instalar un interruptor automático magnetotérmico de las siguientes características;

- Trabajando con tensiones de 48V, se podrá seleccionar un interruptor magnetotérmico unipolar de corriente alterna, sabiendo que los valores de corte son distintos.
- Para calcular esos valores nuevos de corte, se sabe que el interruptor magnetotérmico deberá soportar un valor máximo de corriente en continua de 85A. La forma de calcular este nuevo valor es:

$$I_{dc} = I_{ac} + 40\%I_{ac} \rightarrow I_{ac} = \frac{I_{dc}}{1.4}$$

$$I_{ac} = \frac{85}{1.4} = 60,71A$$

El poder corte necesario se calcula de la siguiente forma:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = 0,017 \cdot \frac{2}{35} = 0.001\Omega$$

$$P = V \cdot I = R \cdot I \cdot I \rightarrow I_{cc} = \sqrt{\frac{P}{R}} = \sqrt{\frac{5000}{0.001}} = 2236A$$

El interruptor seleccionado para desconectar las baterías será un magnetotérmico de como mínimo 63ª y con poder de corte mínimo de 2236kA.

El principal elemento de la puesta a tierra es la toma de tierra. Para ésta, se pueden utilizar electrodos formados por barras, tubos, conductores desnudos, placas, mallas metálicas o armaduras de hormigón enterradas. El tipo y la profundidad del enterramiento de las tomas nunca ha de ser inferior a medio metro, ya que de esta manera se evita que resulten afectadas por la presencia de hielo, humedad u "otros efectos climáticos". Respecto a los conductores, se distinguen dos tipos: de protección y de tierra.

Conductores de protección: Unen las masas con otros elementos para asegurar la protección contra contactos indirectos. Para conductores de fase de sección igual o inferior a $16mm^2$, los conductores de tierra tendrán la misma sección, para secciones superiores, la sección de los conductores de protección será de la mitad de los conductores de fase.

Conductor de tierra: O línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra. Serán de cobre con una sección de $16mm^2$ y protegidos contra la corrosión. Todos los conductores de puesta a tierra de dentro de la instalación de la vivienda se conectan al anillo o puesta o punto de puesta a tierra por ambos extremos. De ahí saldrá el conductor de tierra hasta el electrodo enterrado. Se ha seleccionado una pica de acero inoxidable de 1.5m de longitud y 18mm de diámetro.

En un punto accesible en cualquier momento al conductor de tierra, y antes del electrodo, se procederá a realizar la conexión de un seccionador de puesta a tierra. Un seccionador de toma de tierra es una caja de empalme con una cuchilla a modo de interruptor o seccionador, empleado para aislar la toma de tierra y realizar medidas de resistencia, fugas, retornos,..

El funcionamiento de la puesta a tierra queda garantizado porque los conductores se unen a un borne principal de tierra. Otro elemento importante es un dispositivo que permite medir la resistencia de la toma de tierra. Este mecanismo se coloca sobre los conductores de tierra, en un lugar accesible, debe ser desmontable "por medio de un útil", mecánicamente seguro y garantiza la continuidad eléctrica.

6. PLAN DE MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

A continuación se establecerá un plan de mantenimiento en el cual se indican las comprobaciones que se deben hacer periódicamente para que los elementos de la instalación funcionen de forma correcta alargando así la vida útil de la misma y previniendo el riesgo de averías.

6.1. Tipos de mantenimiento

Podemos distinguir dos entre dos tipos de mantenimiento que son los que aplicaremos en nuestra instalación:

- **Mantenimiento correctivo:** Por definición el mantenimiento correctivo es aquel que corrige los defectos o averías de las instalaciones y equipos para volver a reestablecer la operatividad de los mismos.

Debido a que este mantenimiento se realiza después de que aparezca el fallo o avería no puede planificarse en el tiempo, con lo que implica costes por reparación y repuestos no presupuestados.

El mantenimiento correctivo debe ir acompañado siempre de un mantenimiento preventivo, para disminuir en la medida de lo posible el número de actuaciones que sean inevitables.

- **Mantenimiento preventivo:** El mantenimiento preventivo son todas las acciones necesarias para reducir o evitar las posibles averías en las instalaciones y equipos antes de que aparezcan.

El mantenimiento preventivo reduce el número de averías además de prolongar la vida útil de la instalación, además de ayudar a reducir los posibles costes producidos por fallos en la instalación.

6.2. Mantenimiento de la instalación

6.2.1. Mantenimiento de los módulos fotovoltaicos

6.2.1.1 Limpieza del panel

Aunque las capas de polvo que se acumulan en los paneles no suelen producir una reducción significativa de su rendimiento realizaremos una limpieza de los mismos cada tres meses con el fin de reducir lo máximo posible las pérdidas por suciedad.

La limpieza del panel se realizará únicamente con agua, evitando utilizar instrumentos metálicos, y nunca en las horas centrales del día, ya que los cambios bruscos de temperatura podría deteriorar el panel.

6.2.1.2 Inspección visual

También de forma trimestral debemos realizar una inspección visual del panel para comprobar los siguientes puntos:

- Cristal: Se comprobará que el cristal no ha sufrido ningún tipo de rotura.
- Estado de las células: Se comprobará que las células fotovoltaicas no se encuentran en mal estado.
- Oxidación: Se comprobará que no existe oxidación en ninguna de las partes del panel.
- Deformaciones: Comprobaremos que el panel no sufre ningún tipo de deformación

6.2.2.3 Control del conexionado y partes eléctricas del panel

De forma anual realizaremos las siguientes comprobaciones:

- Conexiones: Ausencia de óxido en los contactos del panel.
- Cajas de conexiones: Comprobaremos el estado de la caja de conexiones para asegurarnos de que mantienen su estanqueidad.
- Panel fotovoltaico: Comprobaremos mediante una cámara termográfica que ninguna de las células excede la temperatura recomendada por el fabricante.

6.2.1.4 Control de la estructura

También de forma anual comprobaremos:

- Estructura: Comprobaremos que no existan deformaciones ni degradaciones en la estructura que sujeta los paneles.
- Unión estructura-cubierta: Se debe comprobar que los elementos que unen la estructura que soporta el panel con la cubierta tienen el apriete correcto para que el panel no se mueva.

6.2.2. Mantenimiento del aerogenerador

El mantenimiento preventivo del aerogenerador se realizará una vez cada seis meses, y consistirá en:

- Inspeccionar visualmente la torre comprobando que no sufre daños importantes ni existen modificaciones estructurales como golpes, grietas, óxido, etc...
- Reapriete de las partes que compongan tanto el aerogenerador como la torre.
- Comprobar el correcto estado del punto de conexión entre el aerogenerador y los conductores.
- Comprobar el correcto giro de las aspas, en caso contrario se deberían tomar medidas tales como la limpieza en el caso de que exista suciedad excesiva o engrase.
- Comprobar visualmente el estado de las aspas asegurándose de que no sufren deformaciones.

6.2.3.Mantenimiento del inversor

Puesto que el inversor es la parte encargada de convertir nuestra energía en corriente continua a corriente alterna para alimentar todos los receptores, se pondrá especial atención en el mantenimiento de este elemento de la instalación, de forma que se debe llevar a cabo el siguiente procedimiento para realizar su mantenimiento.

- Comprobar una vez al mes que el estado del alojamiento del inversor es correcto y se mantiene ventilado y sin humedad.
- Al menos cada seis meses se debe revisar el estado de las rejillas de ventilación, comprobando que no hay un exceso de suciedad.
- Comprobar cada seis meses el estado de los filtros de aire,
- Comprobar al menos una vez al año la eficiencia de la conversión AC/DC.
- Comprobar de forma semestral el estado de los contactos del inversor, asegurándose de que no están oxidados y mantienen un par de apriete correcto.

6.2.4.Mantenimiento del regulador

Para el mantenimiento del regulador se comprobarán los siguientes puntos:

- Verificar cada seis meses que el recinto donde se encuentra el regulador se mantiene ventilado y sin humedad.
- Comprobar de forma semestral que no existe un exceso de polvo o suciedad sobre ninguna de las partes del regulador.
- Comprobar cada seis meses que los contactos del regulador comprobando que no tienen óxido y están bien apretados.

6.2.5.Mantenimiento de los acumuladores

Para el mantenimiento de las baterías se realizarán las siguientes operaciones:

- Comprobar cada tres meses el nivel del líquido.
- Limpiar de forma trimestral los bornes de las baterías.
- Comprobar cada seis meses el estado de apriete de las conexiones de las baterías.
- Comprobar cada tres meses el estado de la estancia donde se alojan las baterías, de forma que no existan humedades, goteras o que el calor sea excesivo.

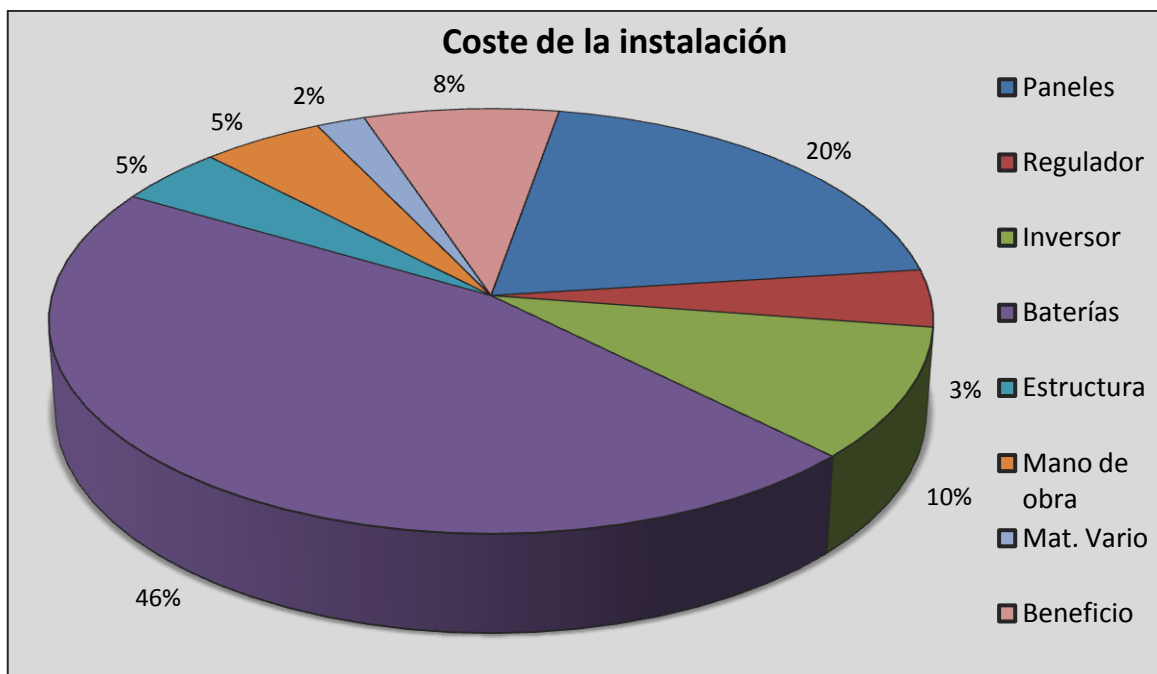
7. ANEXO1. PRESUPUESTO Y COSTES

7.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

7.1.1. Presupuesto

Después de realizado los cálculos referentes a la instalación el presupuesto de la misma sería el siguiente:

Equipo	Unidades	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Módulo policristalino 250W - JKM250P-60 (EU) - JINKO	18	206	3708
Estructura regulable	18	45	810
Controlador de carga MPPT 150/85	1	800	800
Inversor Phoenix 48/5000 - VICTRON	1	1837	1837
12 RES OPzS 1905 (precio por vaso de 2V)	24	351	8424
Subtotal (85%)			15580
Mano de obra (5%)			917
Material vario y otros costes (2%)			367
Beneficios e instalación (8%)			1466
Total			18330
Total con IVA (21%)			22179



7.1.2. Coste del Wpico

En instalaciones fotovoltaicas un dato que puede ser orientativo para saber si el coste de la instalación que hemos proyectado es elevado es el precio del Wpico. Sabemos que actualmente este coste se encuentra sobre los 3€ y los 4,5€ por Wpico, con lo que calculamos este dato.

$$CosteWpico = \frac{Coste}{Wpico\ instalado}$$

$$CosteWpico = \frac{22180}{18 \cdot 250} = \frac{22180}{4500} = 4,92$$

Como se ha comentado en el párrafo anterior, el precio de estas instalaciones suele estar entre los 3€ y 4,5€ por Wpico, por lo que el precio de la instalación es un poco elevado.

7.1.3. Coste del kWh

Unos de los datos más significativos en lo que a costes se refiere es el coste del kWh. En este sentido vamos a distinguir el coste de la instalación respecto el coste de la energía producida. Para obtenerlo debemos aplicar los cálculos a un espacio de tiempo determinado, viendo:

- Coste inicial de la instalación
- Coste de reposición de los elementos
- Energía consumida

Atendiendo a estas premisas podemos situarnos en un primer escenario de 25 años, igual que la garantía del fabricante en lo al rendimiento de los módulos se refiere. Las baterías, el regulador y el inversor deberán cambiarse a los 15 años. Es decir, en 25 años tendremos un coste de:

$$C_t = C_i + C_{inv} + C_{bat} + C_{reg}$$

- $C_t = Coste\ total\ a\ los\ 25\ años$
- $C_i = Coste\ inicial$
- $C_{inv} = Coste\ inversor$
- $C_{bat} = Coste\ batería$
- $C_{reg} = Coste\ regulador$

$$Costetotal = 22179 + 1837 + 8424 + 800 = 33240€$$

Consideramos que el mantenimiento anual, de limpieza de los paneles y revisión general de la instalación, lo realiza el propietario de la misma, por lo que no se tienen en cuenta en los cálculos unos costes adicionales por mantenimiento.

Por otra parte, la energía producida en una zona se obtiene a partir de las horas solares pico por año, que en Alcoy tienen un valor efectivo 2135 horas/año.

Además habrá que descontar las pérdidas por rendimiento del panel, que son de un 20% en 25 años, o lo que es lo mismo, una media de un 8% anual, las pérdidas en el inversor que son de un 10% y las pérdidas totales de la instalación que son de un 20%. Por lo tanto la producción acumulada es de:

$$E_p = P_{pico} \cdot HSP \cdot P_{p_{inst}} \cdot P_{p_{inv}} \cdot P_{p_{panel}}$$

- $E_p =$ Energía producida en kWh
- $P_{pico} =$ Potencia pico instalada en kW
- $HSP =$ Horas solares pico para cada mes
- $P_{p_{inst}} =$ Pérdidas de potencia en la instalación, se consideran del 20%
- $P_{p_{inv}} =$ Pérdidas de potencia en el inversor, se consideran del 10%
- $P_{p_{panel}} =$ Pérdidas de potencia del panel, se consideran del 20%

$$kWh \text{ totales} = \left(\frac{250 \cdot 18}{1000} \right) \cdot 2135 \cdot 0,8 \cdot 0,9 \cdot 0,992 \cdot 25 = 171551 \text{ kWh}$$

El coste por cada kWh generado es:

$$\frac{\text{Coste}}{kWh} = \frac{33240}{171551} = 0,176 \text{ €/kWh}$$

Este coste es tan bajo porque estamos teniendo en cuenta la energía generada, ahora bien, no toda la energía que producimos es consumida, por lo que el dato que realmente nos indica cuanto pagamos por esta energía es:

$$\text{CostekWh} = \frac{\text{Coste instalación}}{\text{Econsumida}}$$

$$\text{CostekWh} = \frac{33240}{3474,45 \cdot 25} = 0,38 \text{ €/kWh}$$

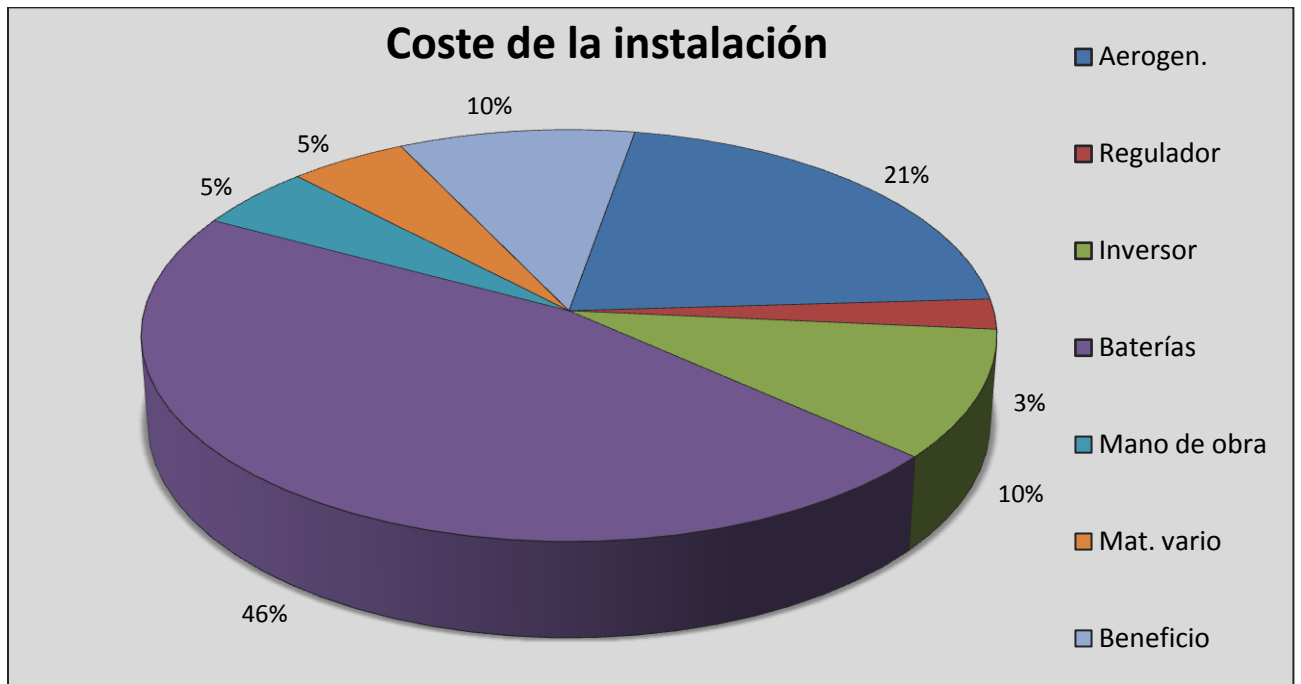
Se pueden realizar los mismos cálculos para un periodo de 40 años, teniendo en cuenta que habremos cambiado todos los elementos, las baterías cuatro veces ya que su vida útil es de unos diez años y el inversor y el regulador dos veces por tener una vida útil de 15 años, además se habrá cambiado una vez los paneles fotovoltaicos.

$$CostekWh = \frac{33240 + 3708 + 8109 + 1837 + 8424}{3474,45 \cdot 40} = 0,42€/kWh$$

7.2. INSTALACIÓN EOLICA

7.2.1.Presupuesto

Equipo	Unidades	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Aerogenerador air 32 1000	2	1939	3878
Controlador de carga TRISTAR 60A	2	216	432
Inversor Phoenix 48/5000 - VICTRON	1	1837	1837
12 RES OPzS 1905 (precio por vaso de 2V)	24	351	8424
Subtotal (80%)			14571
Mano de obra (5%)			911
Material vario (5%)			911
Beneficios e instalación (10%)			1822
Total			18213
Total con IVA (21%)			22040



7.2.2. Coste del kWh

El dato más significativo que se puede obtener para poder hacer una idea del coste de la instalación eólica es el coste del kWh, ya que es el que da una idea de cuánto ha costado generar la energía que se ha consumido. Para calcular el coste del kWh, igual que se ha hecho anteriormente en el apartado de energía fotovoltaica se van a hacer los cálculos para una serie de periodos de tiempo, teniendo en cuenta:

- Coste inicial de la instalación
- Coste de reposición de los elementos
- Energía consumida

Se van a realizar los cálculos para un plazo de 25 años, ya que siendo la vida útil de los aerogeneradores es de entre 20 y 25 años, se considerará para este ejemplo 25 años.

$$C_t = C_i + C_{inv} + C_{bat} + C_{reg}$$

- $C_t =$ Coste total a los 25 años
- $C_i =$ Coste inicial
- $C_{inv} =$ Coste inversor
- $C_{bat} =$ Coste batería
- $C_{reg} =$ Coste regulador

$$C_t = 22040 + 1837 + 8424 + 432 = 32733\text{€}$$

Se considera que el mantenimiento anual de todas las partes de la instalación, lo realiza el propietario de la misma, por lo que no se tienen en cuenta en los cálculos unos costes adicionales por mantenimiento.

Por otra parte, la energía producida por los aerogeneradores se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$E_{ap} = HEA \cdot P_n \cdot \eta_{inst} \cdot \eta_{inv} \cdot n_{aerogeneradores} \cdot t$$

- $E_{ap} =$ Energía anual producida en kWh
- $P_n =$ Potencia nominal del aerogenerador
- $\eta_{inst} =$ Rendimiento de la instalación
- $\eta_{inv} =$ Rendimiento del inversor
- $t =$ Tiempo en años para el cual estamos realizando los calculos
- $n_{aerogeneradores} =$ Número de aerogeneradores

$$\text{Energía anual producida} = 4255 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot 25 = 172327 \text{ kWh}$$

El coste por cada kWh generado es:

$$\frac{\text{Coste}}{\text{kWh}} = \frac{32733}{172327} = 0,18 \text{ €/kWh}$$

Este coste es tan bajo porque estamos teniendo en cuenta la energía generada, ahora bien, no toda la energía que producimos es consumida, por lo que el dato que realmente nos indica cuanto pagamos por esta energía es:

$$\text{CostekWh} = \frac{\text{Coste instalación}}{\text{Econsumida}}$$

$$\text{CostekWh} = \frac{32733}{3474,45 \cdot 25} = 0,37 \text{ €/kWh}$$

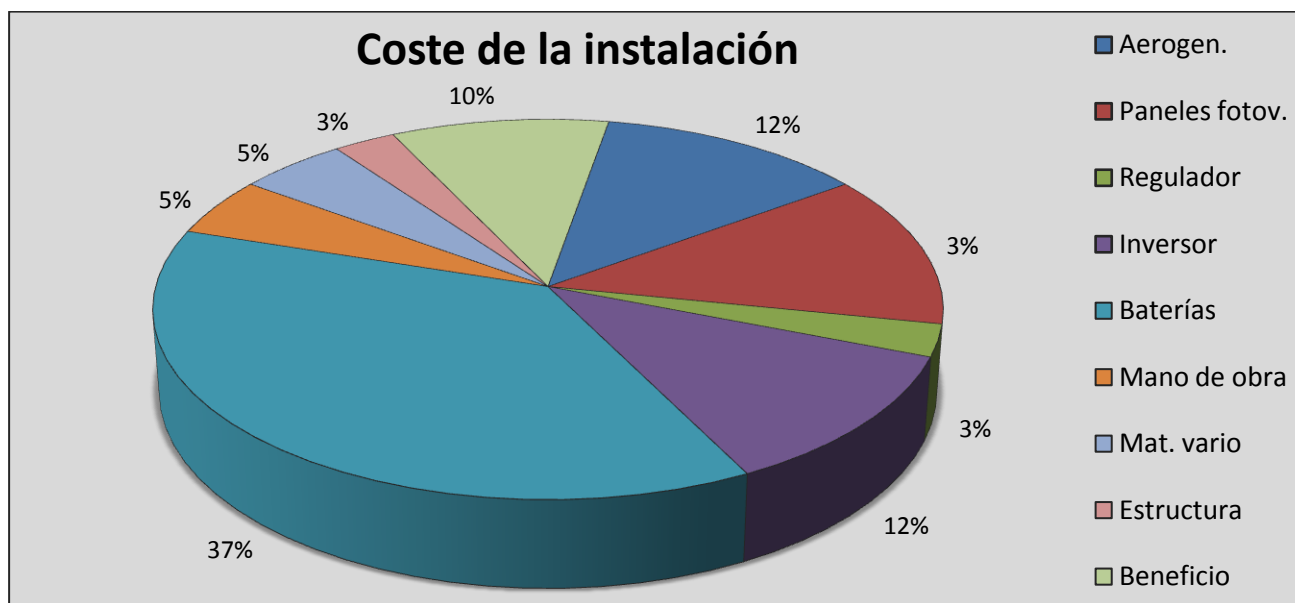
Se pueden realizar los mismos cálculos para un periodo de 40 años, teniendo en cuenta que habremos cambiado los aerogeneradores una vez, las baterías, el inversor y el regulador dos veces

$$\text{CostekWh} = \frac{32733 + 432 + 1837 + 8424 + 3878}{3474,45 \cdot 40} = 0,34 \text{ €/kWh}$$

7.3. INSTALACIÓN MIXTA

7.3.1. Presupuesto

Equipo	Unidades	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Módulo policristalino 250W - JKM250P-60 (EU) - JINKO	10	206	2060
Aerogenerador air 32 1000	1	1939	1939
Estructura regulable	10	45	450
Controlador de carga TRISTAR 60A	2	216	432
Inversor Phoenix 48/5000 - VICTRON	1	1837	1837
7 RES OPzS 1230 (precio por vaso de 2V)	24	246	5904
Subtotal (80%)			12622
Mano de obra (5%)			788
Material vario (5%)			788
Beneficios e instalación (10%)			1577
Total			15777
Total con IVA (21%)			19090



7.3.1. Coste del kWh

Al igual que en los otros dos tipos de instalación, se va a calcular el precio del kWh para una instalación mixta a los 25:

$$C_t = C_i + C_{inv} + C_{bat} + C_{reg}$$

- $C_t = \text{Coste total a los 25 años}$
- $C_i = \text{Coste inicial}$
- $C_{inv} = \text{Coste inversor}$
- $C_{bat} = \text{Coste batería}$
- $C_{reg} = \text{Coste regulador}$

$$Costetotal = 19090 + 1837 + 5904 + 432 = 27263\text{€}$$

Siendo la energía producida por la instalación mixta la suma de la producción de energía por ambas partes a los 25 años:

$$Ep = t \cdot [(Ppico \cdot HSP \cdot Pp_{inst} \cdot Pp_{inv} \cdot Pp_{panel}) + (HEA \cdot Pn \cdot \eta_{inst} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{aerogeneradores})]$$

$$Ep = 25 \cdot [(2,5 \cdot 2135 \cdot 0,8 \cdot 0,9 \cdot 0,992) + (4256 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1)] = 181490 \text{ kWh}$$

Y el coste del kWh a los 25 años:

$$CostekWh = \frac{27263}{3474 \cdot 25} = 0,31\text{€/kWh}$$

A los 40 años, haciendo una segunda sustitución de los equipos:

$$CostekWh = \frac{27263 + 1837 + 5904 + 432 + 1939 + 2060}{3474 \cdot 40} = 0,28\text{€/kWh}$$

7.4. Comparación respecto a línea aérea

Otro dato que puede ser ilustrativo en este tipo de instalaciones es el coste de las mismas en comparación con la contratación de la línea necesaria para poder disponer de la red eléctrica en una vivienda. Después de haber visto el coste por kWh de la energía generada a continuación se muestra el coste de cada instalación comparado con el coste de ejecutar la obra pertinente para realizar la instalación de una línea eléctrica aérea y la aparamenta necesaria para poder conectarnos a la red.

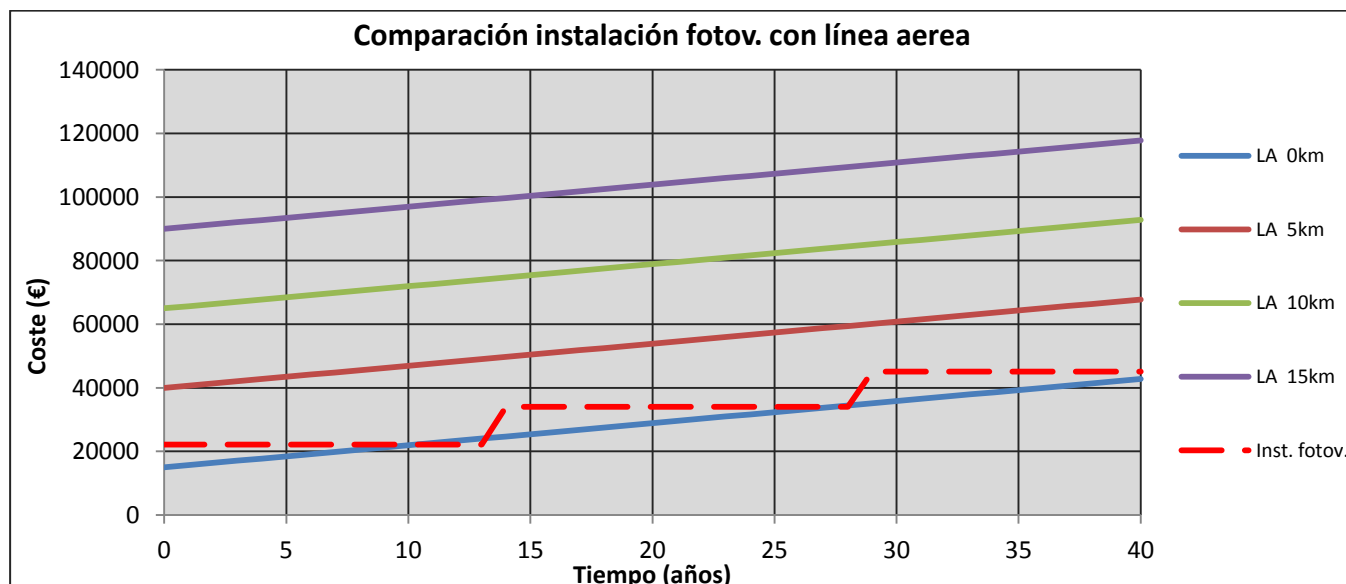
El caso más desfavorable para la instalación aislada de la red sería compararla con una línea aérea con un coste bajo, esto es, una línea aérea que discorra por un terreno llano, en la cual se instalaría un transformador de la mínima potencia.

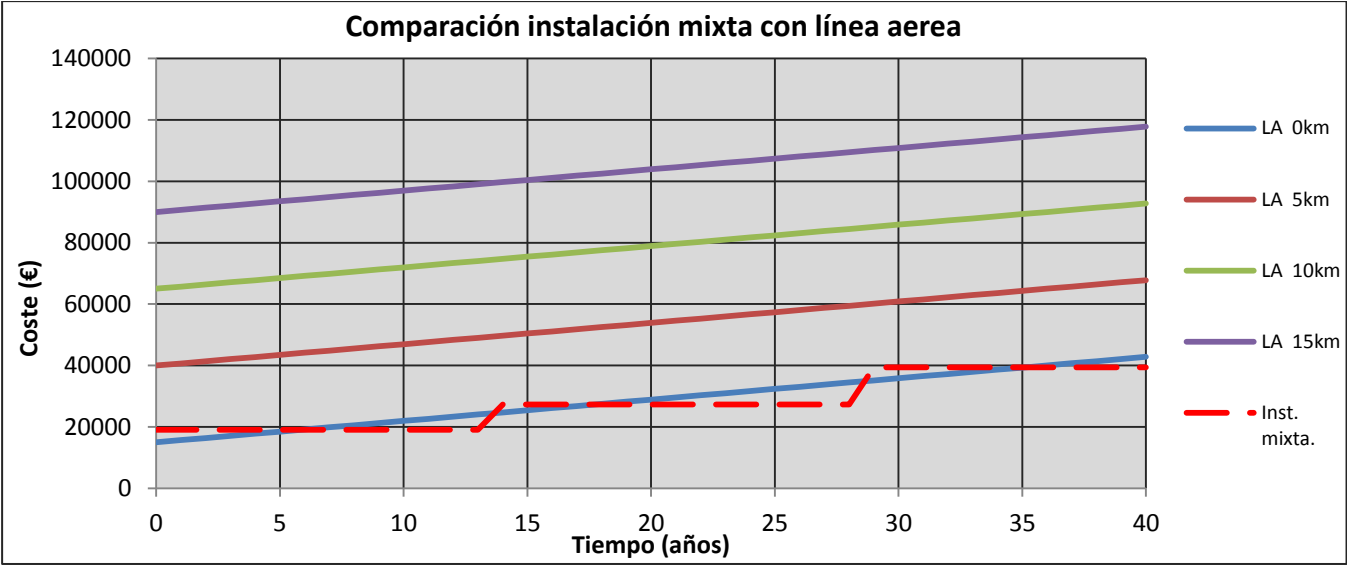
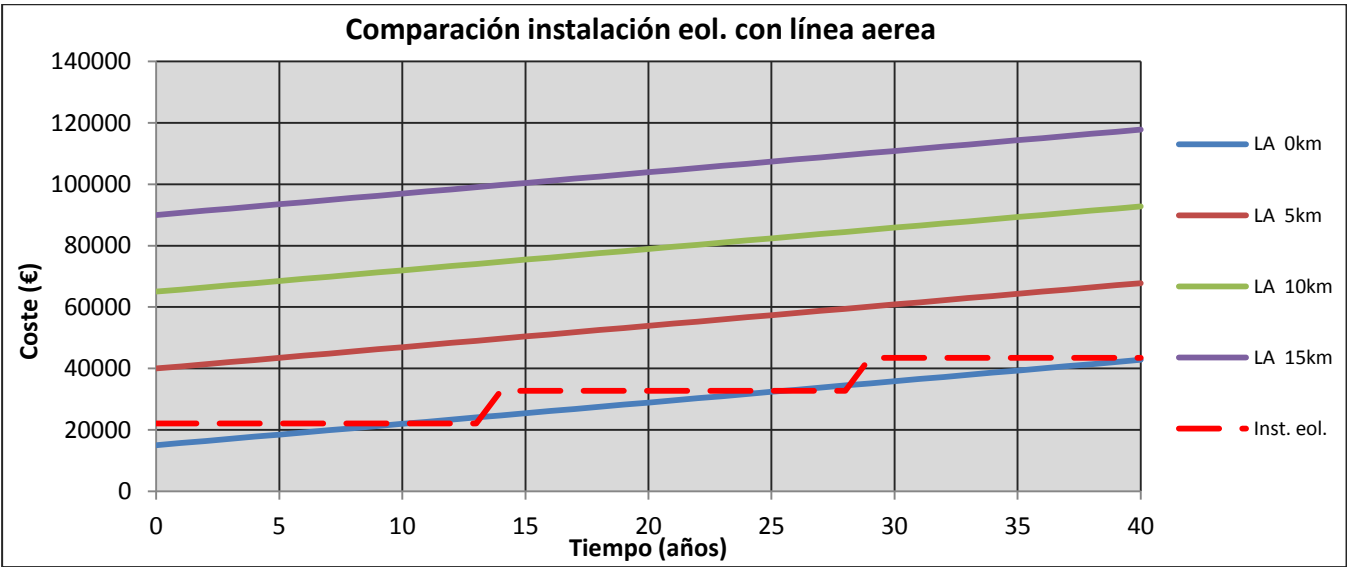
Se debe pensar cuando se ejecuta una obra de este tipo, que los costes se suelen dividir entre más de un usuario, pero teniendo en cuenta que se quiere comparar con una instalación aislada en la cual los gastos corren a cargo del usuario de la vivienda, se considerará que todo el coste de la línea aérea lo asume una única persona.

Por lo tanto este apartado pretende ser tan solo orientativo, ya que tanto el precio de una línea aérea como el de una instalación como la que se ha analizado en este proyecto puede variar mucho, haciendo que se tenga que estudiar cada caso en particular, pero sí sirve para tener una idea del orden de magnitud en el que se mueven ambas instalaciones.

Según fuentes consultadas, una línea aérea con las características mencionadas tiene un coste inicial de 15000€ más 5000€ por km lineal, además se ha tenido en cuenta el coste de la energía consumida cada año, con un precio de 0,2€/kWh, que es el precio real del kWh.

Para el coste de las instalaciones de energías renovables se ha tenido en cuenta el coste indicado en el apartado de costes.





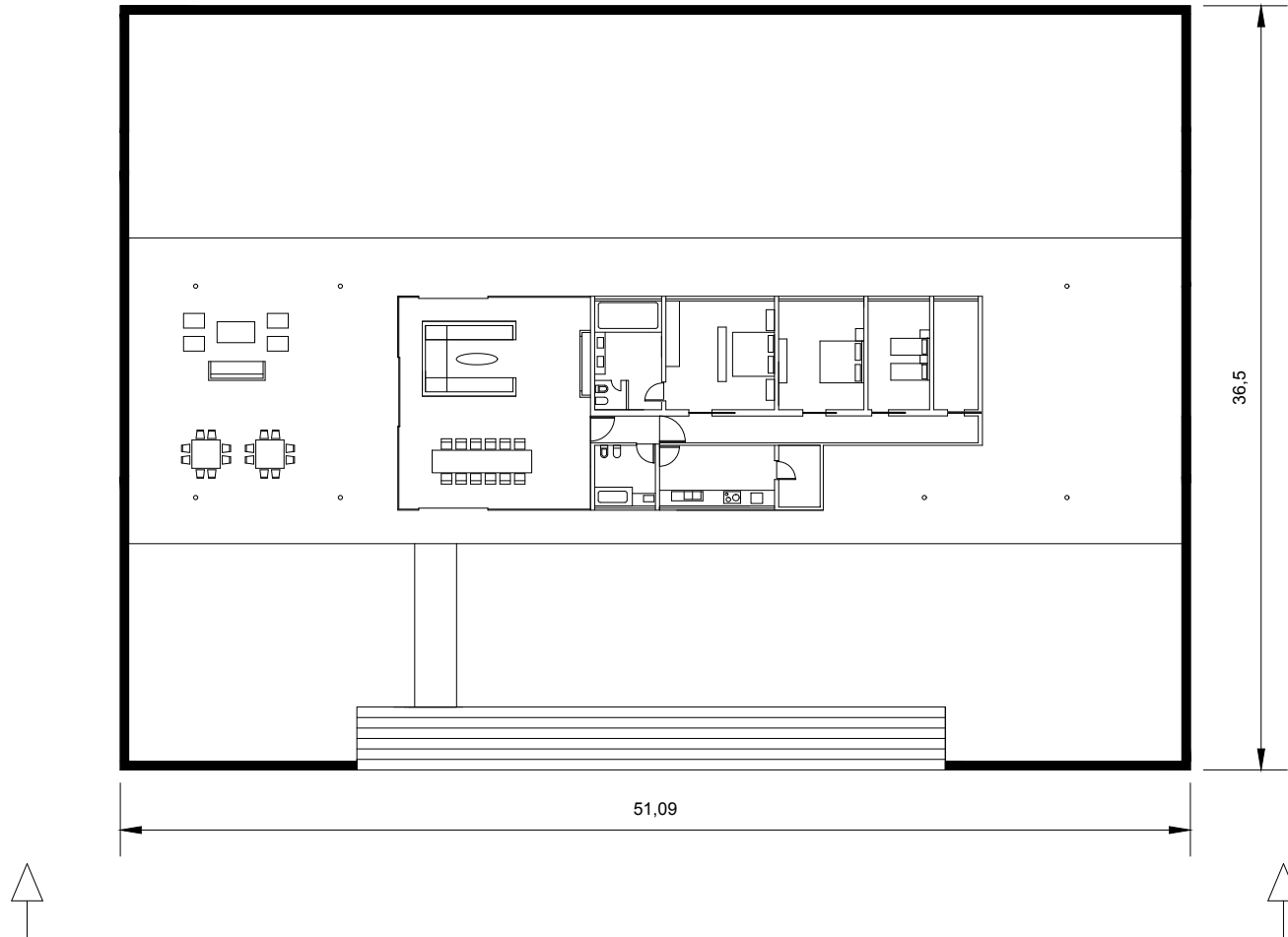
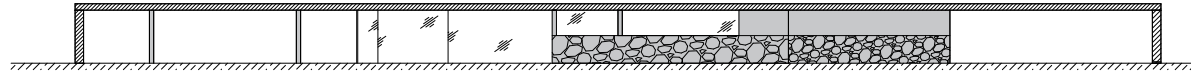
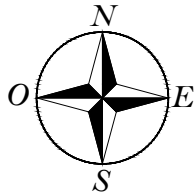
8. ANEXO 1. Planos

8.1. PLANO 1. UBICACIÓN



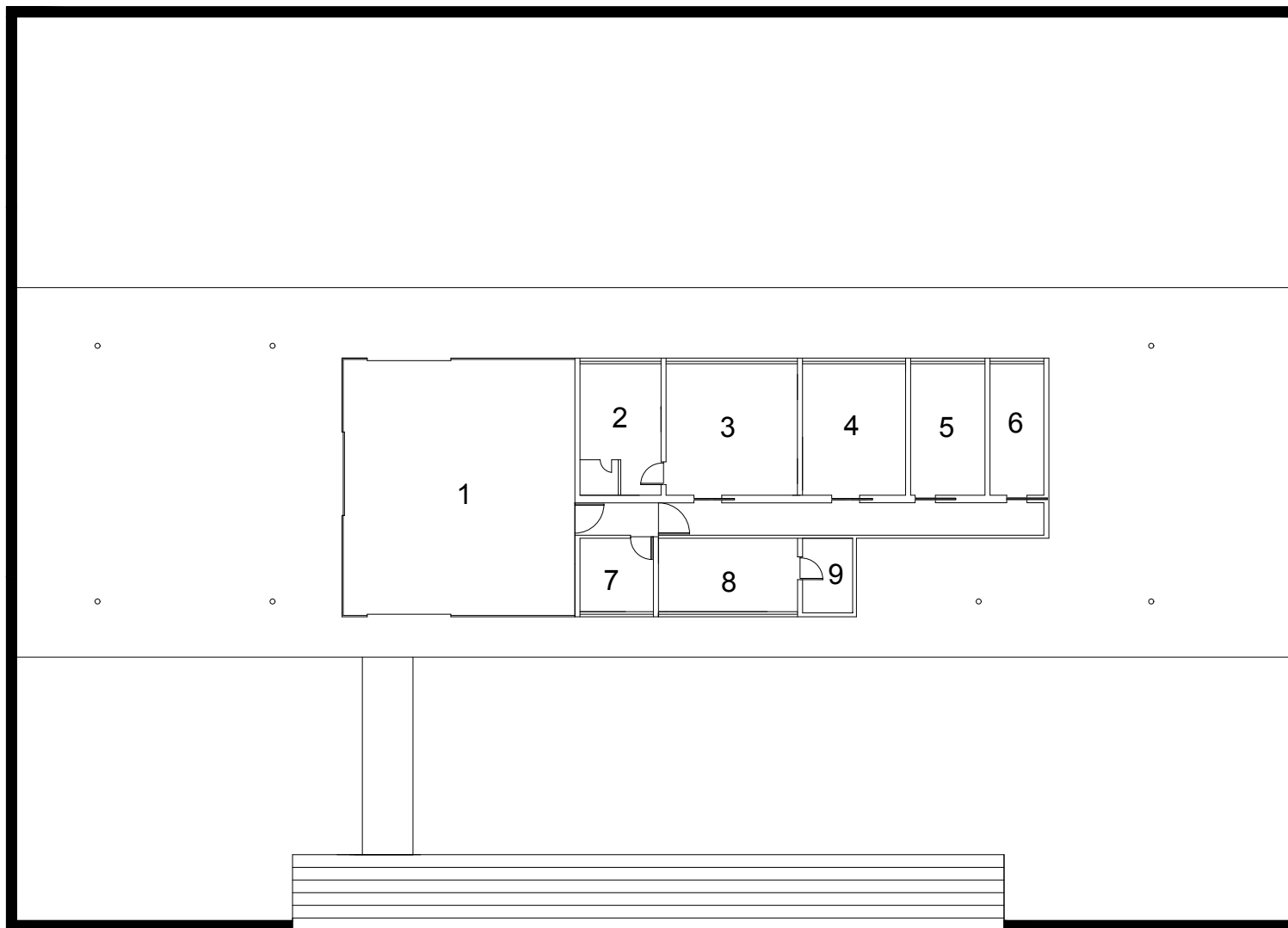
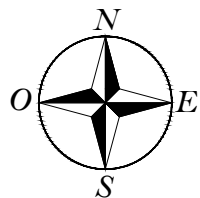
Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO			
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás				
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás				
Comprobado						
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 1			
UBICACIÓN DE LA VIVIENDA			Hoja 1 de 9			

8.2. PLANO 2. PLANTA



Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás	
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás	
Comprobado			
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 2
PLANTA DE LA VIVIENDA			Hoja 2 de 9

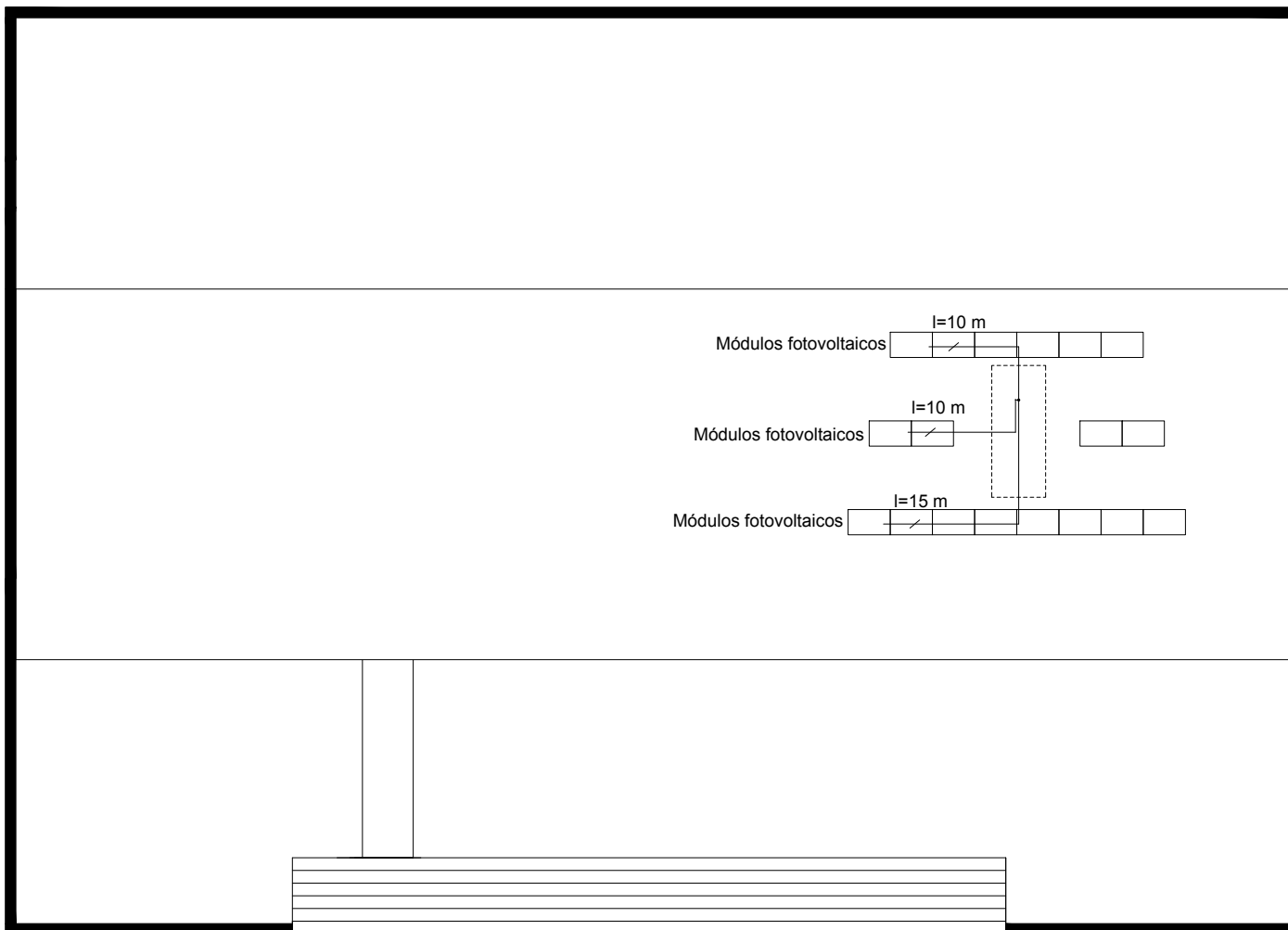
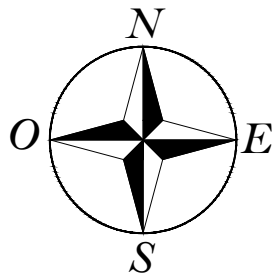
8.3. PLANO 3. DISTRIBUCIÓN



- 1. Comedor
- 2. Cuarto de baño 1
- 3. Habitación 1
- 4. Habitación 2
- 5. Habitación 3
- 6. Cuarto de apartamenta
- 7. Cuarto de baño 2
- 8. Cocina
- 9. Despensa

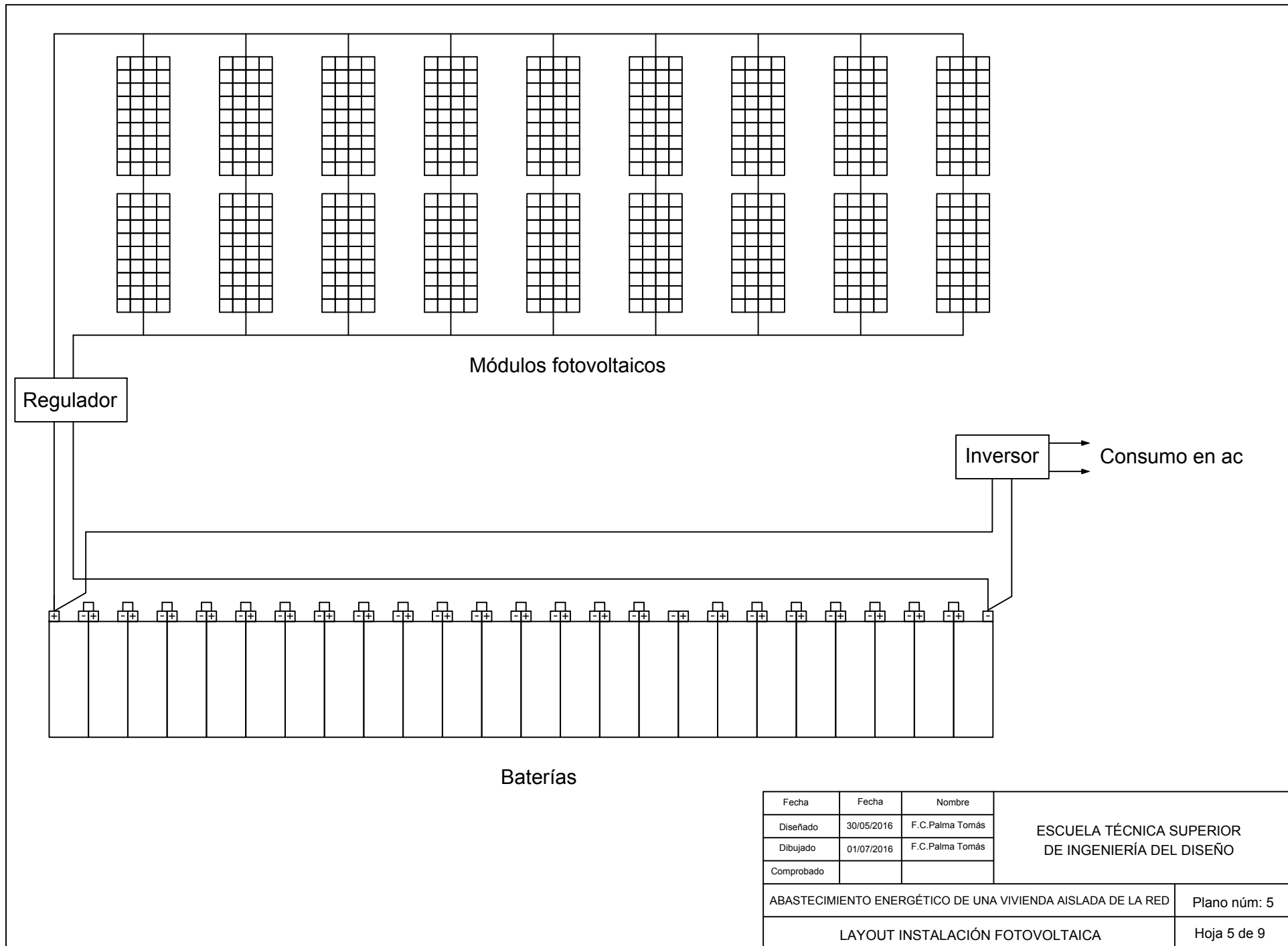
Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás	
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás	
Comprobado			
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 3
DISTRIBUCIÓN DE ESTANCIAS			Hoja 3 de 9

8.4. PLANO 4. LAYOUT INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA



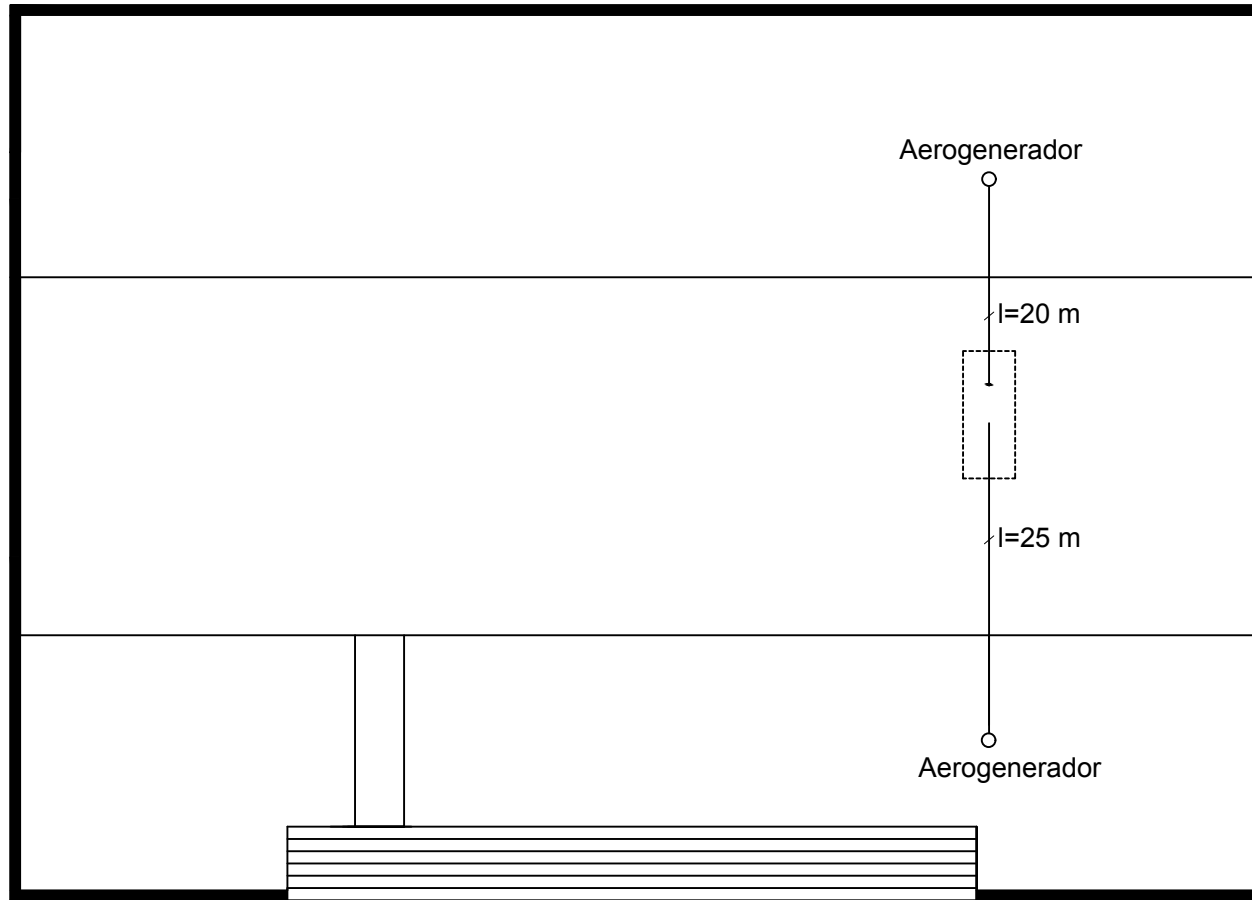
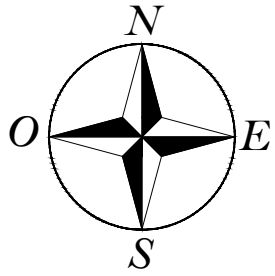
Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás	
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás	
Comprobado			
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 4
LAYOUT INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			Hoja 4 de 9

8.5. PLANO 5. ESQUEMA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA



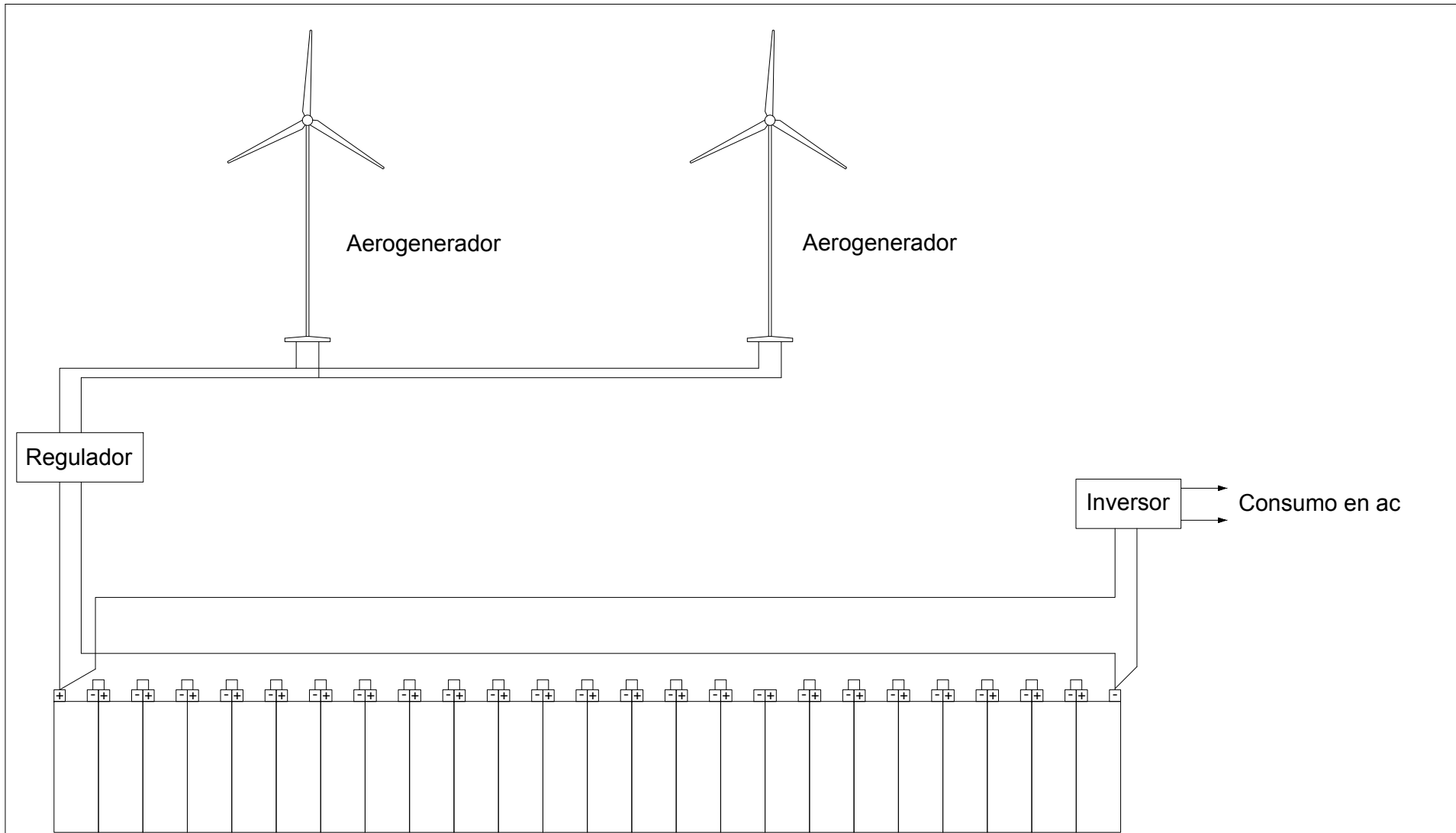
Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás	
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás	
Comprobado			
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 5
LAYOUT INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			Hoja 5 de 9

8.6. PLANO 6. LAYOUT INSTALACIÓN EÓLICA



Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO	
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás		
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás		
Comprobado				
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 6	
LAYOUT INSTALACIÓN EOLICA			Hoja 6 de 9	

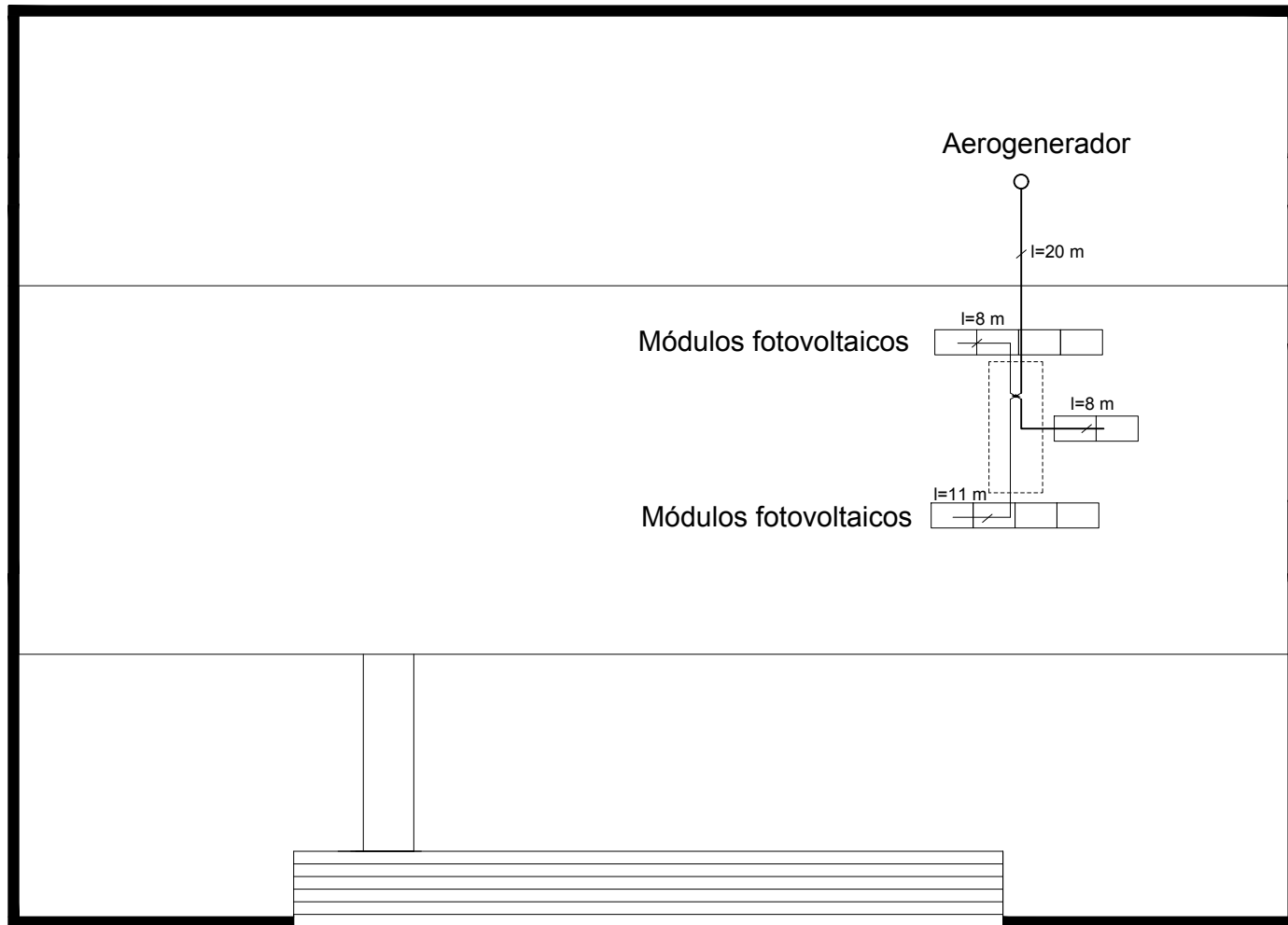
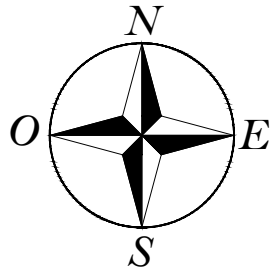
8.7. PLANO 7. ESQUEMA INSTALACIÓN EÓLICA



Baterías

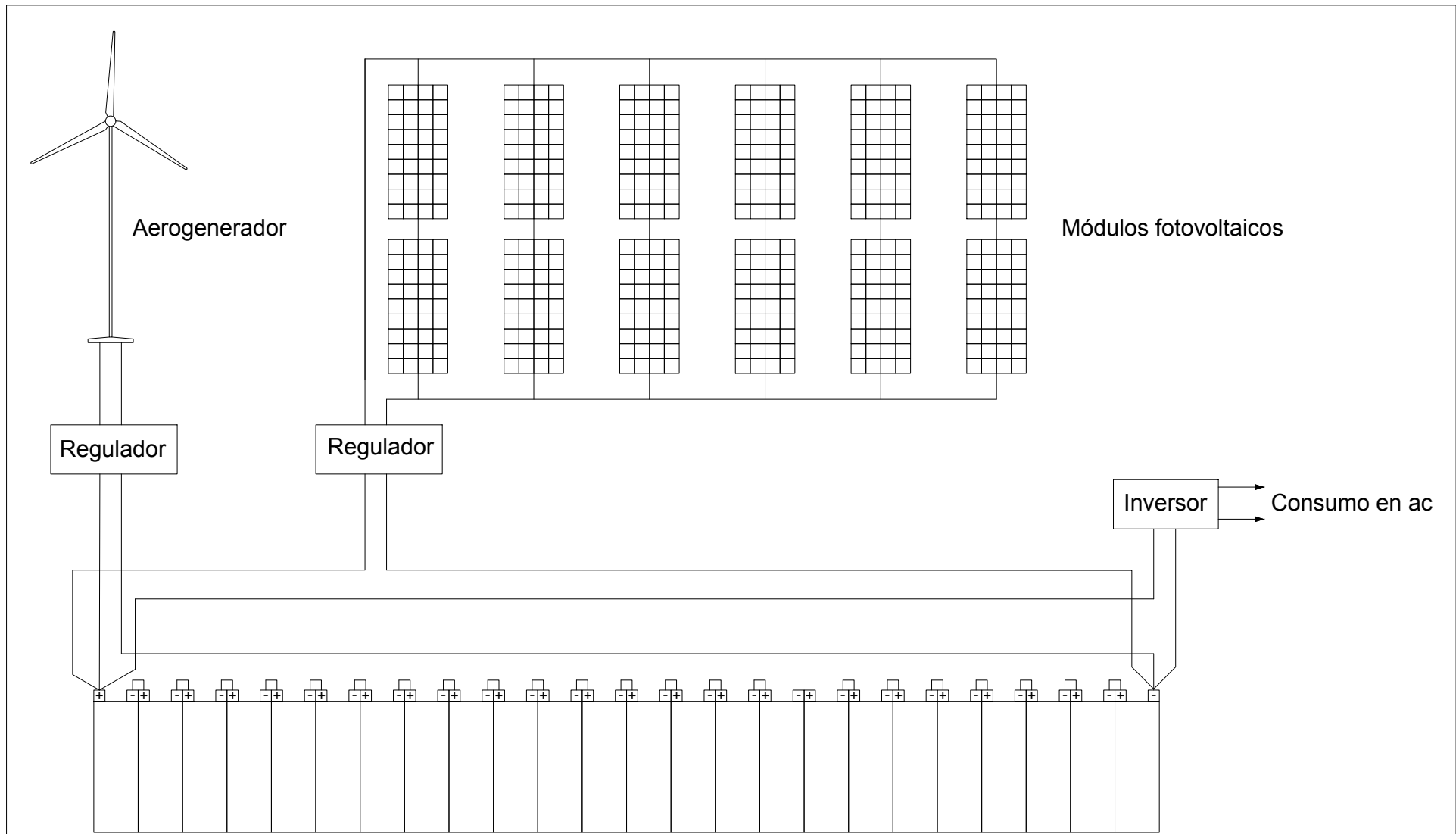
Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO	
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás		
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás		
Comprobado				
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 7	
LAYOUT INSTALACIÓN EÓLICA			Hoja 7 de 9	

8.8. PLANO 8. LAYOUT INSTALACIÓN MIXTA



Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás	
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás	
Comprobado			
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 7
LAYOUT INSTALACIÓN MIXTA			Hoja 8 de 9

8.9. PLANO 9. ESQUEMA INSTALACIÓN MIXTA



Baterías

Fecha	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO
Diseñado	30/05/2016	F.C.Palma Tomás	
Dibujado	01/07/2016	F.C.Palma Tomás	
Comprobado			
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA VIVIENDA AISLADA DE LA RED			Plano núm: 9
LAYOUT INSTALACIÓN MIXTA			Hoja 9 de 9

9. ANEXO 2. ESPECIFICACIONES DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN. DATASHEETS

9.1. MÓDULO POLICRISTALINO 250W - JKM250P-60 (EU) – JINKO

JKM265P-60






MÓDULO POLICRISTALINO

245-265 Vatios

Jinko Solar introduce una nueva línea de módulos de alta eficiencia en amplia gama de aplicación.



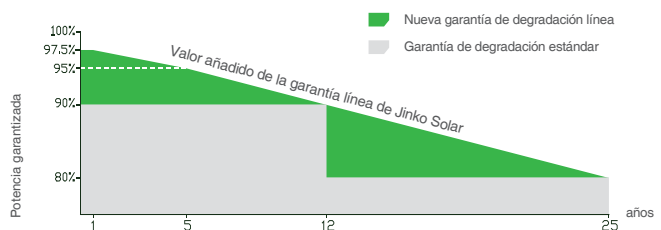
Principales características

-  Alta eficiencia (hasta un 16,19%) gracias a una tecnología de fabricación superior y un diseño optimizado
-  El recubrimiento antirreflejante optimiza la absorción de la luz y reduce el polvo superficial
-  Excelente rendimiento en un entorno de baja irradiación lumínica
-  El módulo en conjunto cuenta con una elevada resistencia certificada al viento (2400 Pa) y a la nieve (5400 Pa)
-  Alta resistencia a la niebla salina y al amoniaco

CALIDAD Y SEGURIDAD

- Tolerancia positiva 0/+3% *
- Garantía de producto de 10 años (material y mano de obra) *
- Garantía de potencia (12 años al 90%, 25 años al 80%)
- Garantía de degradación lineal *

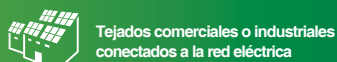
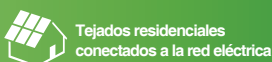
Garantía de degradación de primera categoría



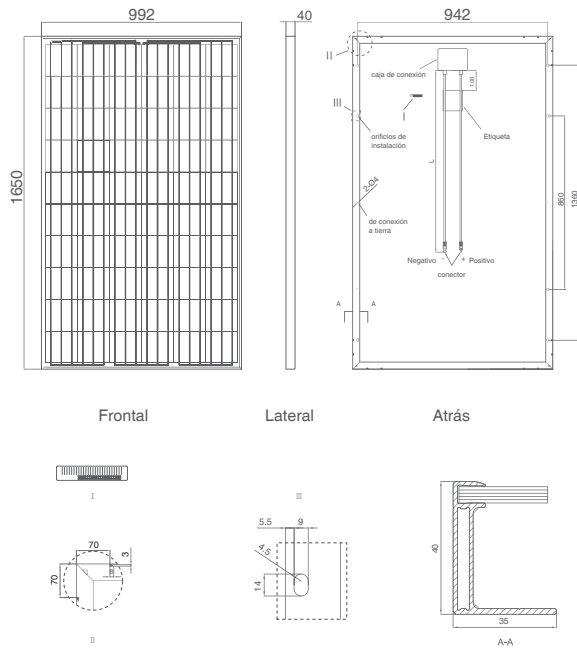
* Según las necesidades del cliente y las condiciones contractuales

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
 Productos con certificación IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716

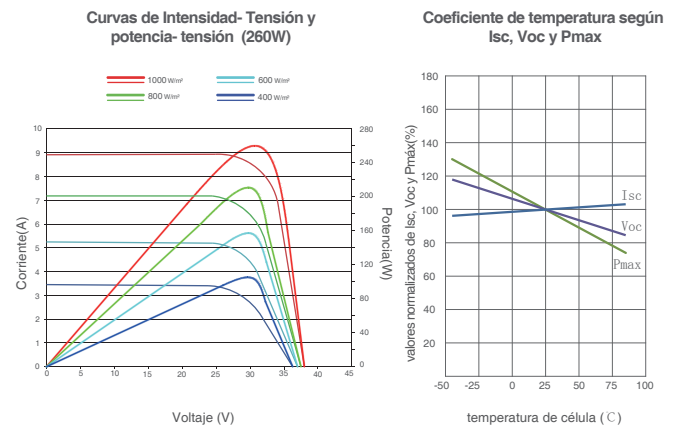
Aplicaciones



Dibujos técnicos



Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina 156×156mm (6 pulgadas)
Nº de células	60 (6×10)
Dimensiones	1650×992×40mm (65,00×39,05×1,57 pulgadas)
Peso	18,5kg (40,8 libras)
Vidrio frontal	3,2 mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexión	Clase IP67
Cables de salida	TÜV 1×4,0 mm ² , longitud:900 mm

Embalaje

(Dos cajas = un palet)

25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 700 pzs./40 'HQ contenedores

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Eficiencia del módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	-0.41%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.31%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

STC: Radiación 1000 W/m² Célula módulo 25°C AM=1.5

NOCT: Radiación 800 W/m² Ambiente módulo 20°C AM=1.5 Velocidad del viento 1m/s

* TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

9.2. AEROGENERADOR AIR 32 1000

aiR 32 1000

de revosolar s.l.

**Making renewable
energy fun**

AIR 32 1000 es una solución fiable para generar energía para casas aisladas. Air 32 1000 es un aereogenerador de la última generación equipado con palas de fibra de vidrio de plástico reforzado y turbina trifásica, PGM sin escobillas con funcionamiento muy silencioso.



revosolarshop
clean easy free

aiR 32 1000™

de revosolar s.l.

Solid performance for work or fun

Recomendamos el AIR 32 1000 para aplicaciones, tales como cabañas, casas rurales, iluminación, telecomunicaciones, bombeo y todos los sitios sin energía. El AIR 32 1000 es una turbina de viento ideal para sistemas híbridos con energía solar. No debe utilizarse en ambientes marinos. AIR 32 1000 está apta para sistemas de carga de baterías o inyección directa en la red eléctrica.

- Palas de fibra de vidrio de plástico reforzado
- Funciona con vientos bajos
- Potencia nominal 1KW, max 1.8KW
- Componentes de alta calidad
- Funcionamiento silencioso
- Peso ligero; fácil de instalar
- Energía con vientos suaves
- Plug and play battery connection
- Para el uso en ambientes no corrosivos

Generación de energía con una velocidad media de 5 m/s

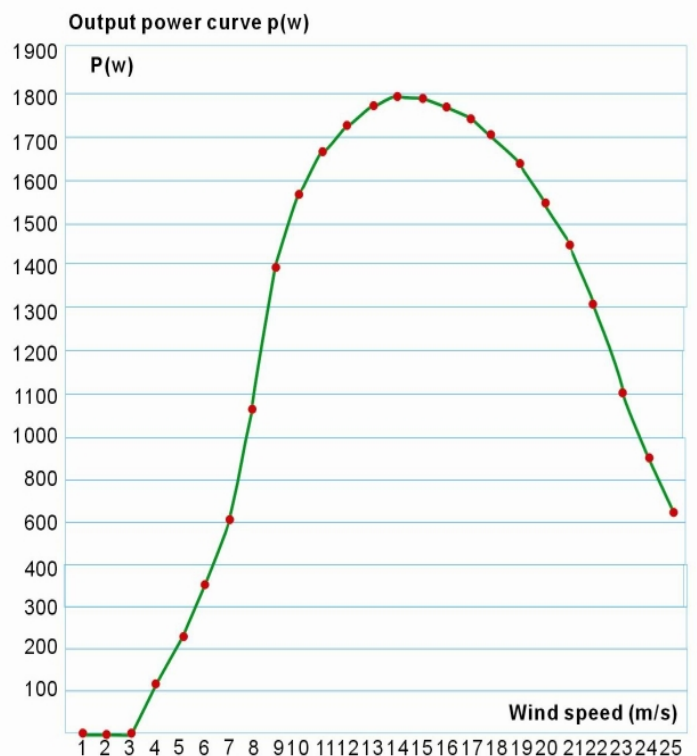
2450 Kw/h Anual
204 Kw/h Mensual
6.71 Kw/h Diario

3 años garantía Ilimitada

Especificaciones técnicas

Diámetro rotor:	3200 cm
Cantidad aspas:	3
Dirección	Siempre a favor del viento
Material Aspas:	Fibra de vidrio de plástico reforzado
Potencia:	Nominal 1000W max 1800W
Voltaje de trabajo:	VDC24/48/96/120/240,VAC230
Velocidad de trabajo:	3-30 m/s
Velocidad de arranque:	2.5 m/s
Supervivencia velocidad	Up to 50m/s
Velocidad nominal giro:	400 rpm
Tipo de turbina:	Trifásica, PMG alternador
Temperatura de trabajo:	-40 hasta +60°C
Sistema de parada:	Automática y manual
Voltage baterías:	24/48V
Regulación de velocidad:	Amortiguación electromagnética
Tiempo de carga:	Alrededor de 8 horas
Mástil altura:	6m - opcional 10m
Protección de velocidad	Auto Furl
Control paso de las aspas	Ninguno, paso fijo
Peso sin mastil:	70kg

Revosolar ofrece diferentes opciones de torres específicamente diseñados para trabajar con la familia de productos de AIR



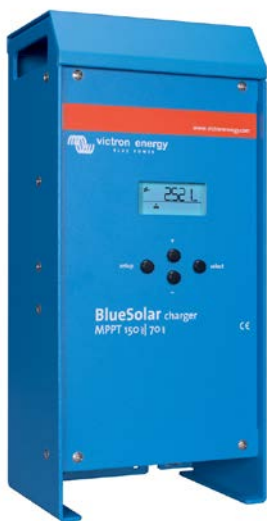
revosolar
windpower

(0034) 972-190-981
www.revosolar.com

9.3. CONTROLADOR DE CARGA MPPT 150/85

Controlador de carga MPPT 150/70 y 150/85

www.victronenergy.com



**Controladores de carga solar
MPPT 150/70 y 150/85**

Tensión FV hasta 150 V

Los controladores de carga BlueSolar MPPT 150/70 y 150/85 pueden cargar una batería de tensión nominal inferior a partir de unas placas FV de tensión nominal superior.

El controlador se ajustará automáticamente a la tensión nominal de la batería de 12, 24, 36, ó 48 V.

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40°C (104°F).

Algoritmo de carga flexible

Varios algoritmos preconfigurados. Un algoritmo programable por el usuario.

Ecuilibración manual o automática.

Sensor de temperatura de la batería. Sonda de tensión de la batería opcional.

Relé auxiliar programable

Para disparar una alarma o arrancar el generador

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa.

CAN bus

Para conectar en paralelo 25 unidades, conectar a un panel ColorControl o a una red CAN Bus

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tensión nominal de la batería	12 / 24 / 36 / 48V Selección Automática	
Corriente de carga nominal	70A @ 40 °C (104 °F)	85A @ 40 °C (104 °F)
Potencia máxima de entrada de los paneles solares 1)	12V: 1000W /24V: 2000W /36V: 3000W /48V: 4000W	12V: 1200W /24V: 2400W /36V: 3600W /48V: 4850W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo	
Tensión mínima FV	Tensión de la batería más 7 V para arranque	Tensión de la batería más 2 V operativos
Consumo en espera	12V: 0,55W /24V: 0,75W /36V: 0,90W /48V: 1,00W	
Eficacia a plena carga	12V: 95% / 24V: 96,5% / 36V: 97% / 48V: 97,5%	
Carga de absorción	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V	
Carga de flotación	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8V	
Carga de ecuilibrio	15,0 / 30,0 / 45 / 60V	
Sensor de temperatura remoto de la batería	Sí	
Ajuste de la compensación de temperatura por defecto	-2,7mV/°C por celda de batería de 2V	
Interruptor on/off remoto	No	Sí
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V CA/4 A	Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC
Puerto de comunicaciones	VE.Can: dos conectores RJ45 en paralelo, protocolo NMEA2000	
Funcionamiento en paralelo	Sí, a través de VE.Can Máx. 25 unidades en paralelo	
Temperatura de trabajo	-40 °C a 60 °C con reducción de corriente de salida por encima de 40 °C	
Refrigeración	Convección natural	asistida por ventilador silencioso
Humedad (sin condensación)	Max. 95%	
Tamaño de los terminales	35mm² / AWG2	
Material y color	Aluminio, azul RAL 5012	
Clase de protección	IP20	
Peso	4,2 kg	
Dimensiones (al x an x p)	350 x 160 x 135 mm	
Montaje	Montaje vertical de pared	solo interiores
Seguridad	EN60335-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3	

1) Si se conectara más potencia solar, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado

9.4. CONTROLADOR DE CARGA TRISTAR 60A

TRI STAR™

CONTROLADOR SOLAR DE TRES FUNCIONES

El Controlador TriStar de Morningstar es un controlador de tres funciones que provee una carga confiable de baterías por energía solar, un control de carga o una regulación por desvío. El controlador opera en uno de esos modos por vez y pueden usarse dos o más controladores para proporcionar múltiples funciones.

El TriStar usa una tecnología avanzada y producción automatizada para proporcionar sus sorprendentes nuevas prestaciones a un precio competitivo. El medidor opcional TriStar es el medidor de controlador más sofisticado e informativo del mercado. El controlador está listado en UL y fue diseñado para sistemas solares residenciales y para aplicaciones profesionales.



Prestaciones clave y beneficios

La más alta confiabilidad

Su amplio disipador de calor 1 y su diseño conservador permiten la operación en rango completo a 45°C. No necesita reducir la potencia normal.

Mayor potencia

Rangos de 60A a 48VCC que permiten manejar conjuntos de hasta 4KW.

Capacidad de comunicaciones

La interfaz RS-232 2 para conexión con computadoras personales permite ajustes según la necesidad del cliente, adquisición de datos, monitoreo y control remotos.

Totalmente ajustable

Los interruptores tipo DIP 3 permiten que el usuario opte entre 7 diferentes configuraciones digitales preestablecidas y entre ajustes específicos de su aplicación a través de RS-232.

Amplias protecciones electrónicas

Totalmente protegido contra polaridad invertida, cortocircuitos, exceso de corriente, alta temperatura y exceso de voltaje.

Interfaz mecánica simple

Terminales de potencia 4 y tapones pasacables 5 más grandes. Espacio adicional para vueltas de cable. Calza en paneles de potencia.

Mejor carga de batería

La conexión de los cables de sensado de batería 6 y los sensores de temperatura remotos opcionales 7 mejorarán la precisión del control. El algoritmo de PWM serie de tensión constante incrementa la capacidad y la vida útil de la batería.

Mayor información

3 LED 8 para dar indicación del estado, las anomalías y las alarmas. El medidor opcional 9 muestra amplia información del sistema y del controlador, con capacidades automáticas de autoverificación y reinicio. Conexión del medidor a través de conector telefónico RJ-11 10.

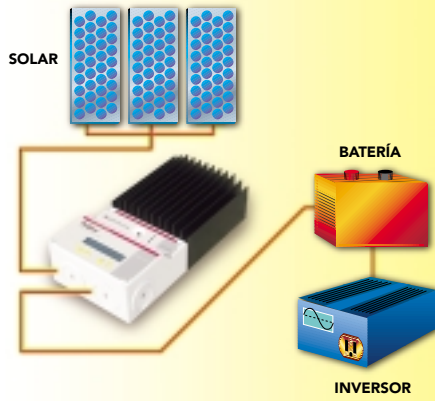
Fácil de reiniciar

El pulsador 11 permite el reinicio manual y el arranque / parada de la equalización de la batería o la desconexión de la carga.

Bajo ruido para telecomunicaciones

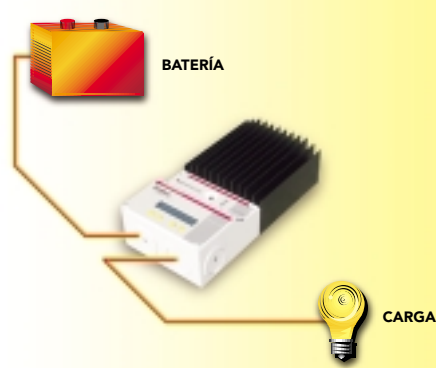
El ajuste de los interruptores tipo DIP cambiará el modo de carga de la batería de PWM a "encendido-apagado".

CONTROL DE CARGA



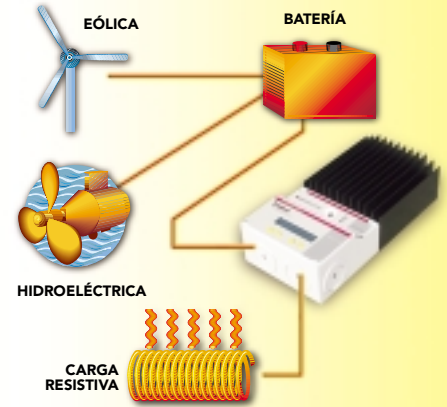
- Diseño PWM (Modulación por ancho de pulso) en serie, de voltaje constante para suministrar una carga de batería altamente eficiente
- Cuatro etapas de carga para incrementar la capacidad y vida útil de la batería: carga masiva, PWM regulación, flotante y de equalización.
- En paralelo para conjuntos solares más grandes de hasta 300 A, o más

CONTROL DE CARGA



- Permite arrancar grandes cargas incluyendo motores y bombas sin daños para el controlador
- Permite picos de corriente de arranque de hasta 300 A
- Protección contra cortocircuitos y sobrecarga con reconexión automática
- El LVD está compensado por corriente y tiene una demora para evitar falsas desconexiones.

CONTROL DE DERIVACIÓN



- Puede ser usado para carga solar, eólica o hidroeléctrica
- Para proteger contra sobrecarga de la batería, el exceso de energía es derivado de la batería primaria a una batería secundaria o a una carga resistiva alternativa de CC
- PWM reduce la potencia hacia la carga de derivación durante las condiciones de exceso de corriente

Especificaciones eléctricas

- Corriente nominal solar en carga o en derivación: TriStar-45 45A
TriStar-60 60A
- Voltaje del sistema 12-48V
- Precisión 12/24V: $\leq 0.1\%$ $\pm 50\text{mV}$
48V: $\leq 0.1\%$ $\pm 100\text{mV}$
- Voltaje mínimo para operar 9V
- Máximo voltaje solar (Voc) 125V
- Consumo propio: Controlador $< 20\text{mA}$
Medidor 7.5mA

Especificaciones ambientales

- Temperatura del ambiente de operación: Controlador -40°C a $+45^\circ\text{C}$
Medidor -40°C a $+60^\circ\text{C}$
- Temperatura de almacenamiento: -55°C a $+85^\circ\text{C}$
- Humedad: 100% (sin condensación)
- Tropicalización: Cobertura conforme en ambos lados de todas las placas de circuito impreso

Protecciones electrónicas

- Protección contra polaridad invertida (cualquier combinación)
- Protección ante cortocircuitos
- Protección contra excesos de corriente
- Protección contra rayos y picos de tensión, usando supresores de transitorios de voltaje de 4500 W
- Protección contra alta temperatura a través de una reducción automática de corriente o apagado completo
- Previene corrientes en reversa desde la batería por la noche.

Especificaciones mecánicas

- Dimensiones: Altura: 26.0cm/10.3 pulgadas
Ancho: 12.7cm/5.0 pulgadas
Profundidad: 7.1cm/2.8 pulgadas
- Peso: 1.6 kg /3.5 lb
- Cable más grande: 35mm²/2 AWG
- Pasacables: Excéntrico 2.5/3.2cm (1.0/1.25 pulgadas)
- Encapsulado: Tipo 1, calificado para interiores

Opciones del TriStar:

- **Medidor del TriStar** — Visor de 2 x 16 montado al controlador que proporciona información del sistema y el controlador, adquisición de datos, gráficos de barras y elección de 5 idiomas

13.5v	25c	12.3A	V	14.4 V	1135 7Ah
1234.5Ah	FLOATANTE	A	A	12.3 V	11.3 kWh

- **Medidor remoto del TriStar** — Incluye 30 metros de cable para el montaje del medidor a distancia del controlador
- **Sensor remoto de temperatura** — Proporciona una carga compensada en temperatura mediante la medición de la temperatura en la batería (cable de 10 metros)

Certificaciones

- Cumple con CE
- Listado en UL (UL 1741)
- cUL (CSA-C22.2 No.107.1-95)
- Cumple con el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos
- Manufacturado en un establecimiento certificado según ISO 9001



GARANTÍA: Período de garantía de cinco años. Consulte con Morningstar o su distribuidor autorizado para información completa sobre las condiciones.

DISTRIBUIDOR AUTORIZADO DE MORNINGSTAR:

MORNINGSTAR
corporation

1098 Washington Crossing Road
Washington Crossing, PA 18977 USA
Tel: 215-321-4457 Fax: 215-321-4458
E-mail: info@morningstarcorp.com
Website: www.morningstarcorp.com

9.5. BATERÍA. ELEMENTO ESTACIONARIO OPZS TRANSPARENTE DE PLOMO-ÁCIDO TECHNOSUN

RES OPzS Batteries

Technical Data



BATTERIES



SOLAR PV



WIND



GENSET



SUNLIGHT

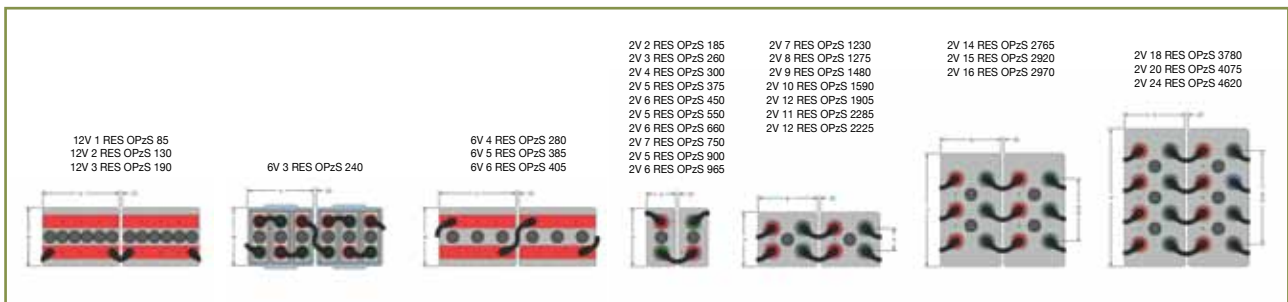
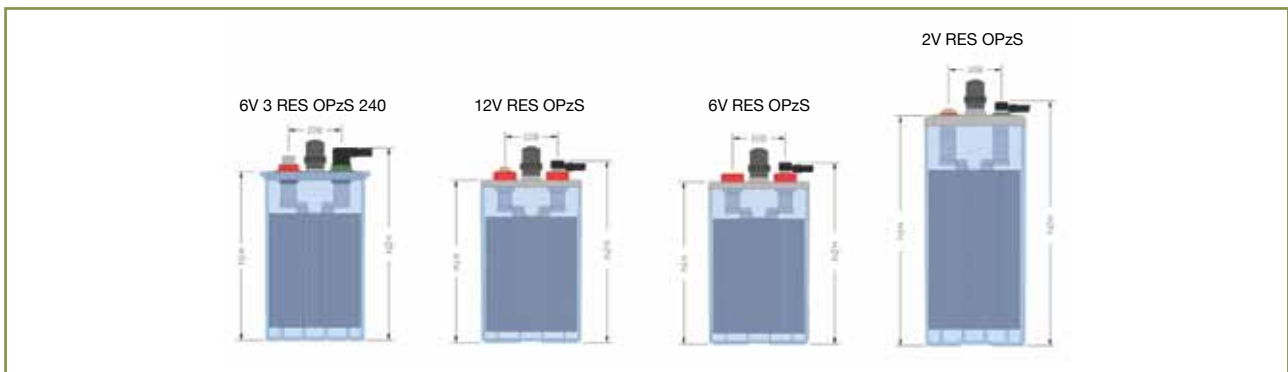
creating energy

Product Range

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 20°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Height ₂ * (mm)	Poles Distance	Filled Weight (approx. kg)	Dry Weight (approx. kg)	Internal Resistance (mOhm)	Short Circuit Current (A)
			C240 1.85 Vpc	C120 1.85 Vpc	C48 1.80V pc	C24 1.80 Vpc	C12 1.80 Vpc									
2V 2 RES OPzS 185	2	2	197	187	168	148	132	103	206	355	369	-	14	8	1.620	1240
2V 3 RES OPzS 260	3	2	274	263	235	209	188	103	206	355	369	-	16	11	1.083	1860
2V 4 RES OPzS 300	4	2	310	300	272	243	224	103	206	355	369	-	18	13	0.847	2380
2V 5 RES OPzS 375	5	2	391	378	343	307	281	124	206	355	369	-	21	15	0.671	3000
2V 6 RES OPzS 450	6	2	470	454	411	368	338	145	206	355	369	-	26	19	0.575	3500
2V 5 RES OPzS 550	5	2	574	553	498	444	413	124	206	471	485	-	28	21	0.608	3300
2V 6 RES OPzS 660	6	2	686	661	596	530	494	145	206	471	485	-	34	24	0.518	3900
2V 7 RES OPzS 750	7	2	780	750	676	602	564	166	206	471	485	-	39	28	0.453	4450
2V 5 RES OPzS 900	5	2	948	904	797	695	639	145	206	646	660	-	42	29	0.537	3750
2V 6 RES OPzS 965	6	2	1006	966	859	754	703	145	206	646	660	-	46	33	0.447	4500
2V 7 RES OPzS 1230	7	4	1286	1230	1088	950	877	191	210	646	660	80	60	43	0.378	5350
2V 8 RES OPzS 1275	8	4	1330	1278	1139	1001	934	191	210	646	660	80	64	47	0.327	6200
2V 9 RES OPzS 1480	9	4	1546	1484	1319	1157	1076	233	210	646	660	110	73	53	0.292	6950
2V 10 RES OPzS 1590	10	4	1656	1592	1419	1248	1165	233	210	646	660	110	78	57	0.261	7750
2V 12 RES OPzS 1905	12	4	1985	1908	1695	1487	1391	275	210	646	660	140	91	66	0.228	8850
2V 11 RES OPzS 2285	11	4	2369	2286	2064	1830	1698	275	210	797	811	140	111	76	0.238	8500
2V 12 RES OPzS 2225	12	4	2294	2226	2024	1807	1701	275	210	797	811	140	115	81	0.225	9000
2V 14 RES OPzS 2765	13	6	2868	2770	2505	2224	2069	397	212	772	786	110	143	96	0.195	10350
2V 15 RES OPzS 2920	15	6	3019	2921	2650	2361	2208	397	212	772	786	110	149	103	0.176	11500
2V 16 RES OPzS 2970	16	6	3065	2972	2710	2424	2279	397	212	772	786	110	155	109	0.160	12600
2V 18 RES OPzS 3780	18	8	3917	3780	3419	3038	2811	487	212	772	786	110	184	125	0.140	14450
2V 20 RES OPzS 4075	20	8	4217	4076	3696	3291	3057	487	212	772	786	110	201	135	0.125	16200
2V 24 RES OPzS 4620	24	8	4769	4620	4199	3747	3508	576	212	772	786	140	230	158	0.108	18800
6V 3 RES OPzS 240	3	2	252	242	221	199	184	233	203 +	345	377	-	41	30	1.138	1780
6V 4 RES OPzS 280	4	2	293	283	261	237	223	272	205	332	361	-	47	35	0.900	2240
6V 5 RES OPzS 385	5	2	403	389	355	320	298	380	205	332	361	-	61	44	0.760	2660
6V 6 RES OPzS 405	6	2	422	408	376	341	323	380	205	332	361	-	67	51	0.667	3040
12V 1 RES OPzS 85	1	2	91	86	78	71	65	272	205	332	361	-	38	24	3.226	620
12V 2 RES OPzS 130	2	2	137	132	121	111	106	272	205	332	361	-	49	38	1.613	1260
12V 3 RES OPzS 190	3	2	199	191	176	161	155	380	205	332	361	-	70	53	1.138	1780

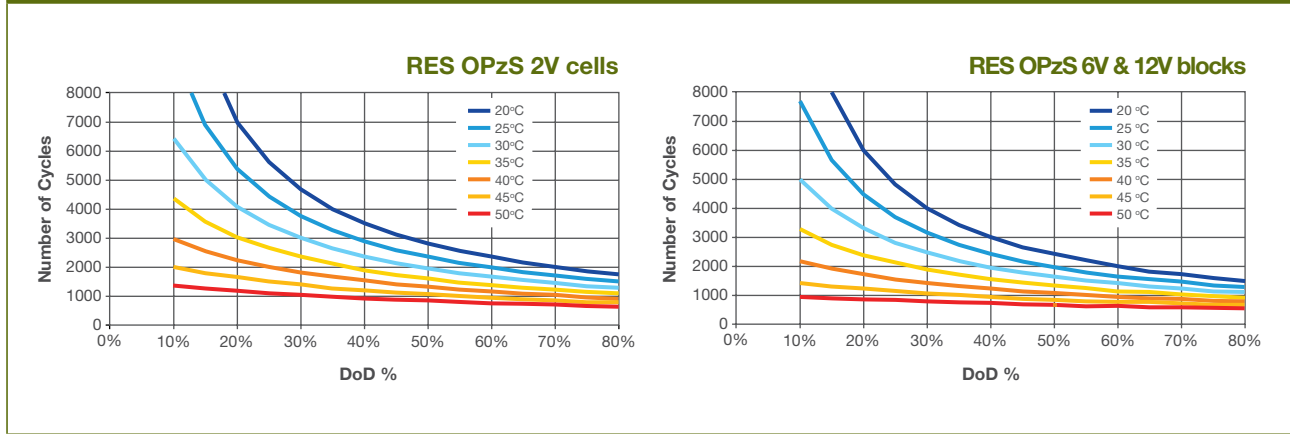
* Includes installed connectors and shrouds

Drawings

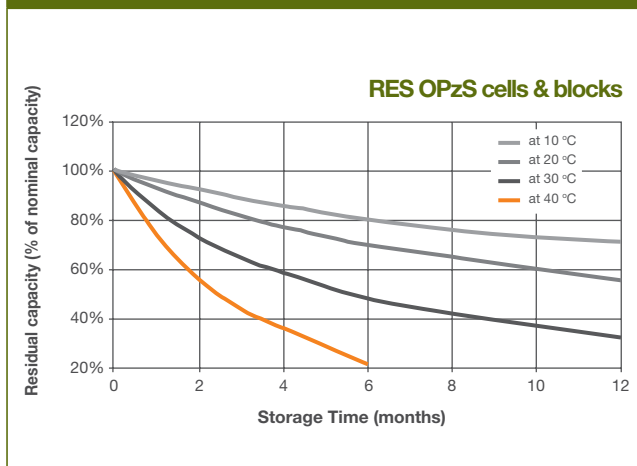


Performance Curves

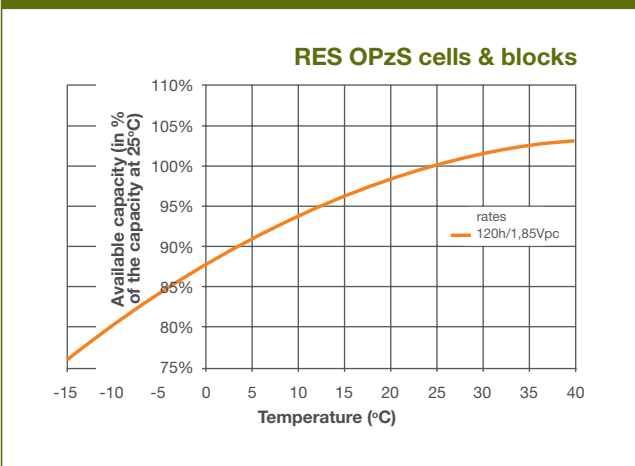
Expected Number of Cycles vs. DoD



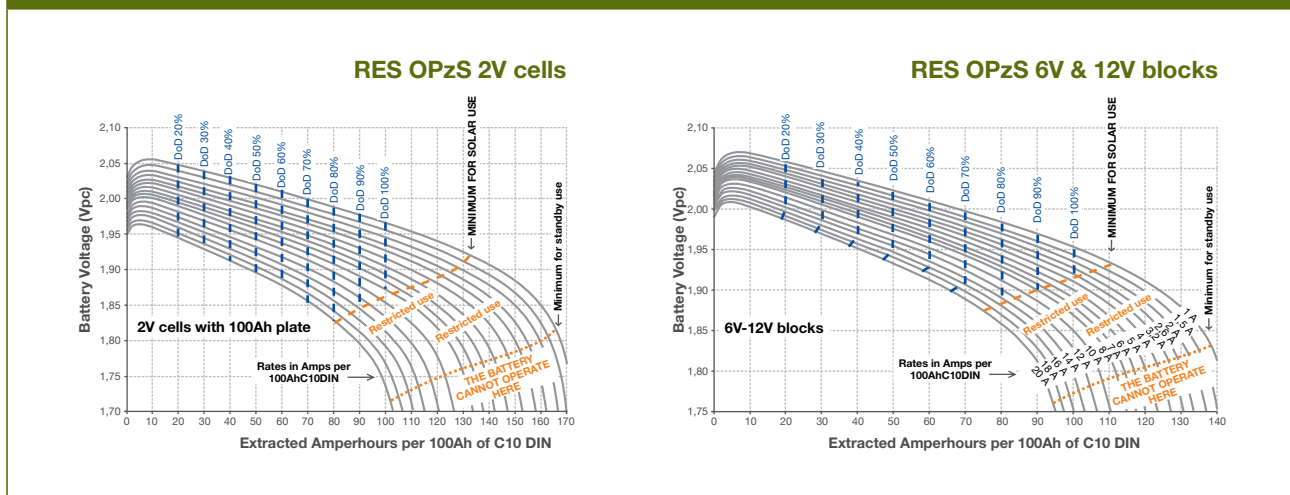
Self-discharge characteristics



Capacity vs temperature



Guidance for the Initial Low-voltage Disconnect Settings (25°C Reference Temperature)



Technical Features

Design

Positive plates	Tubular plates with special low-antimony lead alloy ($\leq 1.65\%$ Sb)
Negative plates	Pasted negative plates of grid design with optimized low-antimony lead alloy
Separators	Low resistance, microporous PVC
Electrolyte	Diluted sulphuric acid
Container, lid material	High impact, transparent SAN (Styrene Acrylonitrile) for container. Robust ABS (Acrylonitrile Butadien Styrene) Material for lid.
Poles	Premium design with insert and rubber seal in the lid for hardness and acid resistance. M10 brass inlay. Impedance measurements possible.
Connectors	Voltage measurements possible due to bolt-on type design. Steel bolts with plastic encapsulated heads. Insulated flexible connectors, optional solid connectors available.
Ceramic Plugs	Flame arresting design. Ceramic funnel plugs also available.

Operation

Number of cycles	2300 cycles for 2V cells, 2000 cycles for 6V & 12V blocks (60% DoD, 20°C).
Design life	20 years for 2V cells, 18 years for 6V&12V blocks (stand-by float, 20°C).
Maintenance	Low topping up requirements.
Operating temperature	Recommended 10°C to 30°C. Max: 55°C.
Storage Time	Maximum shelf life up to 3 months at 20°C, 2 months at 30°C or 1 month at 40°C.
Self discharge rate	Approx. 2.5% per month at 20°C.

Certified Quality

- Compliant with IEC 61427 requirements for photovoltaic energy systems
- Fully compliant with IEC 60896-11 requirements for vented lead-acid batteries
- Full conformity to DIN 40736-1 specifications for OPzS cells and DIN 40737-3 for OPzS blocks
- Compliant with the safety requirements of EN 50272-2 for stationary batteries
- Manufactured at SUNLIGHT's European production facilities, certified with ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001

9.6. INVERSOR PHOENIX 48/5000 - VICTRON

Inversores Phoenix

1200VA - 5000VA (por módulo)

www.victronenergy.com



**Phoenix Inverter
24/5000**

SinusMax – Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo y trifásico.

Hasta 6 unidades del inversor pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000, por ejemplo, proporcionarán 24 kW / 30 kVA de potencia de salida. También es posible su configuración para funcionamiento trifásico.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Si se requiere un conmutador de transferencia automático, recomendamos usar el inversor/cargador MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en este producto y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que el MultiPlus dispone de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).

Interfaz para el ordenador

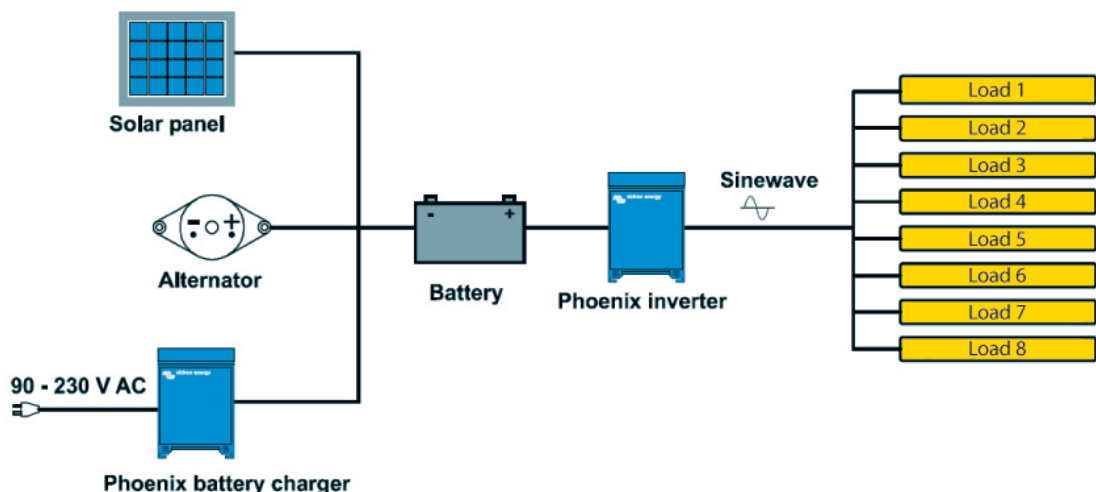
Todos los modelos disponen de un Puerto RS-485. Todo lo que necesita conectar a su PC es nuestro interfaz MK2 (ver el apartado "Accesorios"). Este interfaz se encarga del aislamiento galvánico entre el inversor y el ordenador, y convierte la toma RS-485 en RS-232. También hay disponible un cable de conversión RS-232 en USB. Junto con nuestro software **VEConfigure**, que puede descargarse gratuitamente desde nuestro sitio Web www.victronenergy.com, se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Esto incluye la tensión y la frecuencia de salida, los ajustes de sobretensión o subtensión y la programación del relé. Este relé puede, por ejemplo, utilizarse para señalar varias condiciones de alarma distintas, o para arrancar un generador. Los inversores también pueden conectarse a **VENet**, la nueva red de control de potencia de Victron Energy, o a otros sistemas de seguimiento y control informáticos.

Nuevas aplicaciones para inversores de alta potencia

Las posibilidades que ofrecen los inversores de alta potencia conectados en paralelo son realmente asombrosas. Para obtener ideas, ejemplos y cálculos de capacidad de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Electricity on board" (electricidad a bordo), disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde www.victronenergy.com.



**Phoenix Inverter Compact
24/1600**



Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200 C48/1200	C12/1600 C24/1600 C48/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25°C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25°C (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida 40°C (W)	900	1200	1450	2200	3700
Potencia cont. de salida 65°C (W)	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a – g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP 21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emissiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	
1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V. 2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure) Capacidad nominal CA 230V / 4A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC	4) Protección: a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta f) 230 V CA en la salida del inversor g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				



Panel de Control para Inversor Phoenix

También puede utilizarse en un inversor/cargador MultiPlus cuando se desea disponer de un conmutador de transferencia automático, pero no de la función como cargador. La luminosidad de los LED se reduce automáticamente durante la noche.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:

- **Convertidor MK2.2 VE.Bus a RS232**
Se conecta al puerto RS232 de un ordenador (ver "Guía para el VEConfigure")
- **Convertidor MK2-USB VE.Bus a USB**
Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")
- **Convertidor VE.Net a VE.Bus**
Interfaz del VE.Net (ver la documentación VE.Net)
- **Convertidor VE.Bus a NMEA 2000**
- **Victron Global Remote**
El Global Remote de Victron es un módem que envía alarmas, avisos e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e inversores en una web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.
- **Victron Ethernet Remote**
Para conectar a Ethernet.



Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

10. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” Edit. Paraninfo
- “Grid integration of wind energy conversion systems” Siegfried Heier Edit. Wiley
- “Energía eólica” Miguel Villarubia Edit. CEAC
- “Aerogeneradores” Antonio Creus Solé Edit. Ceysa
- “Energía solar fotovoltaica” Javier María Méndez Muñiz & Rafael Cuervo García Edit. FC Editorial
- “Ingeniería de la energía eólica” Miguel Ángel Villarubia López. Edit. Marcombo, S.A.