



PROYECTO FIN DE CARRERA
Titulación: Ingeniero Técnico industrial
Especialidad: Electricidad
Alumno: Francisco Javier Márquez Martín

ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA
UNIVERSIDAD DE SEVILLA



MEMORIA DE CÁLCULO

PROYECTO DE INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTAICA-EÓLICA PARA VIVIENDA AISLADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MARCHENA (SEVILLA)



INDICE

1. MEMORIA DE CÁLCULO

1.1. CONSUMO ELÉCTRICO DE LA VIVIENDA AISLADA

1.2. DIMENSIONADO DEL SISTEMA EÓLICO

1.2.1. UBICACIÓN AEROGENERADOR

1.2.2. INFLUENCIA DE OBSTÁCULOS

1.2.2.1. Altura de buje de la turbina

1.2.2.2. Distancia entre el obstáculo y la turbina

1.2.2.3. Efecto de resguardo tras los obstáculos

1.2.2.4. Perfil de velocidades

1.2.3. APOORTE EÓLICO

1.2.3.1. Distribución de velocidades

1.2.3.2. Corrección por altura y rugosidad

1.2.4. POTENCIA EÓLICA DISPONIBLE

1.2.5. LÍMITE TEÓRICO DE BETZ

1.2.6. ENERGÍA ENTREGADA POR EL AEROGENERADOR

1.2.6.1. Generador eólico seleccionado

1.2.6.2. Energía real corregida producida por el aerogenerador

1.2.7. REGULADOR DEL AEROGENERADOR



1.2.8. TORRE SOPORTE DEL MINI-AEROGENERADOR

1.2.9. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

1.3. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1.3.1. CRITERIOS DE PARTIDA. NECESIDADES A CUBRIR

1.3.2. APORTE SOLAR

1.3.3. ENERGÍA REAL NECESARIA

1.3.3.1. Días de autonomía

1.3.3.2. Energía necesaria

1.3.4. SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN

1.3.4.1. Panel fotovoltaico seleccionado

1.3.4.2. Número de paneles fotovoltaicos

1.3.4.3. Justificación de dimensionado mínimo exigido por el pct de idea

1.3.4.4. Número de paneles en serie y paralelo

1.3.4.5. Separación filas de paneles

1.3.4.6. Estructura de soporte

1.3.4.7. Datos de interés

1.3.5. REGULADOR FOTOVOLTAICO

1.4. ESTUDIO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA

1.4.1. DIMENSIONADO DEL BANCO DE BATERÍAS



1.4.1.1. Número de baterías conectadas en serie

1.4.1.2. Número de baterías conectadas en paralelo

1.5. INVERSOR

1.5.1. POTENCIA MÁXIMA DEL INVERSOR

1.6. ESTUDIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.6.1. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

1.6.1.1. Corriente continua

1.6.1.2. Corriente alterna

1.6.2. CRITERIO TÉRMICO

1.6.2.1. Corriente continua

1.6.2.2. Corriente alterna

1.6.3. SECCIÓN DE LA LÍNEA DEL AEROGENERADOR A SU REGULADOR

1.6.4. SECCIÓN DE LA LÍNEA DEL REGULADOR DEL AEROGENERADOR A LAS BATERÍAS

1.6.4.1. Criterio de caída de tensión

1.6.4.1.1. Corriente continua

1.6.4.2. Criterio térmico

1.6.4.2.1. Corriente continua

1.7. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

1.8. PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1.9. CONCLUSIONES



1.1. MEMORIA DE CÁLCULO

En este documento se plantea realizar el estudio de cada una de las partes que constarán los suministros eléctricos de la vivienda aislada.

1.1. CONSUMO ELÉCTRICO DE LA VIVIENDA AISLADA

Para realizar el dimensionado de la instalación eléctrica híbrida, fotovoltaica-eólica, se considerará los siguientes aparatos de consumo:

SALÓN	CTDAD.	POT Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO(h)	CONSUMO(W.h/dia)
TV	1	65,7	65,7	4	262,8
DVD	1	25,3	25,3	0,5	12,65
EQUIPO SONIDO	1	120	120	0,5	60
VENTILADOR TECHO	2	60	120	1	120
TOMAS VARIAS	2	20	40	1	40
ALUMBRADO	2	15	30	6	180
				TOTAL	675,45

COCINA	CTDAD.	POT Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/dia)
MICROONDAS	1	800	800	0,5	400
HORNO	1	1200	1200	0,25	300
FRIGORÍFICO	1	63	63	24	1512
LAVADORA	1	1050	1050	0,5	525
LAVAVAJILLAS	1	1050	1050	1	1050
CAMPANA EXTRACTORA	1	120	120	0,5	60
TERMO ELÉCTRICO	1	1500	1500	0,5	750
TOMAS VARIAS	2	20	40	1	40
ALUMBRADO	2	15	30	2	60
				TOTAL	4697

DORMITORIOS 1,2,3	CTDAD.	POT Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/dia)
VENTILADOR TECHO	1	60	60	2	120
TOMAS VARIAS	1	20	20	0,5	10
ALUMBRADO	1	15	15	0,5	7,5
				TOTAL	412,5



BAÑOS 1 Y 2	CTDAD.	POT. Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/dia)
TOMAS VARIAS (secador pelo)	1	825	825	0,1	82,5
ALUMBRADO	1	15	15	1	15
				total	195

HALL Y PASILLOS	CTDAD.	POT. Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/dia)
TOMAS VARIAS	1	20	20	0,2	4
ALUMBRADO	3	15	45	0,4	18

OTRAS INSTALACIONES	CTDAD.	POT. Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/dia)
ALUMBRADO EXTERIOR	1	9	9	6	324

	CONSUMO(W·h/dia)
TOTAL PROYECTO:	6325,95

El consumo será uno de los factores más importantes a tener en cuenta ya que de este, se hace necesario un aumento o disminución del suministro eléctrico. El consumo reflejado de los aparatos y luminarias, ha sido extraído de los diferentes catálogos de fabricantes.

El total de la energía prevista necesaria a satisfacer, $E_{\text{CONSUMO}} = 6325,95 \text{ (W.h)}$ se distribuirá de la siguiente manera entre los dos sistemas generadores:

Energía eólica (E_{TE})	1500 W·h
Energía fotovoltaica (E_{TF})	4825,95 W·h
Energía total a satisfacer (E_{CONSUMO})	6325,95 W·h

Dando mayor prioridad de porcentaje al sistema fotovoltaico, debido a la mayor cantidad de datos histórico-estadísticos respecto a datos eólicos, lo que configura una mayor fiabilidad del aporte energético en cuestión.



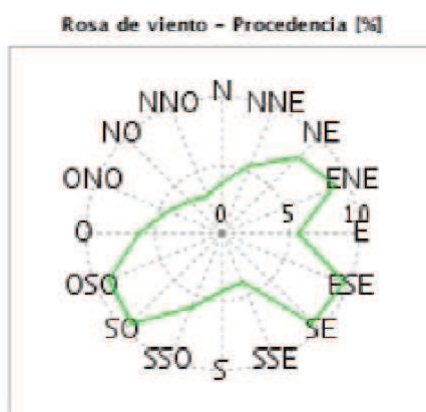
1.2.DIMENSIONADO DEL SISTEMA EÓLICO

1.2.1. UBICACIÓN AEROGENERADOR

En la industria eólica es importante analizar y distinguir en la dirección de los vientos entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno.

Normalmente, el sólo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda a la hora de encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador. Los árboles y matorrales de la zona serán una buena pista para saber cuál es la dirección del viento dominante.

Esta información junto principalmente a los datos meteorológicos, obtenidos en forma de rosa de los vientos facilitada por la Junta de Andalucía a través de su página web www.agenciaandaluzadelaenergia.es para el municipio de Marchena, nos servirá de base para la ubicación del generador así como la orientación inicial de éste.



Atendiendo a la dirección de los vientos dominantes, se dispondrá el aerogenerador de forma que los vientos de mayores frecuencias y mayores velocidades no se vean afectados por algún obstáculo que pudiera producir turbulencias y afectar a la velocidad y/o energía captada por éste. Además, se colocará con orientación inicial **Sureste**, aunque el aerogenerador dispone de sistema de orientación en la dirección del viento actuante.

1.2.2. INFLUENCIA DE OBSTÁCULOS

En áreas cuya superficie es muy accidentada y tras obstáculos como edificios, también se producen muchas turbulencias, con flujos de aire muy irregulares, con



remolinos y vórtices en los alrededores. Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. Pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante, es decir, “enfrente de la turbina”.

1.2.2.1. Altura de buje de la turbina

Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo. A mayor altura sobre la parte superior del obstáculo, menos será el efecto de resguardo (abrigo), es decir, cómo disminuye el viento tras un obstáculo como. Sin embargo, el abrigo puede extenderse hasta una altura cinco veces superior a la del obstáculo a una cierta distancia.

Teniendo en cuenta este criterio y sus efectos (que se verán más adelante en apartado 1.2.2.3) y que la velocidad del viento aumenta con la altura como ya veremos en el apartado 1.2.3.2. se ha seleccionado una **altura de buje de turbina de 20 metros**.

1.2.2.2. Distancia entre el obstáculo y la turbina

Es importante representar los obstáculos del viento locales en la dirección de viento dominante cerca de la turbina (a menos de 700 m) si se quieren hacer predicciones exactas sobre producción de energía.

La distancia entre el obstáculo y la turbina es muy importante para el efecto resguardo. En general el *abrigo* disminuirá conforme nos alejemos del obstáculo. En nuestro caso tenemos una **distancia mínima entre aerogenerador y obstáculo más desfavorable de 25 metros**.

1.2.2.3. Efecto de resguardo tras los obstáculos

Los obstáculos disminuirán la velocidad del viento corriente abajo del obstáculo. Esta disminución depende de la porosidad del obstáculo, es decir, de cómo de “abierto” sea el obstáculo (la porosidad se define como el área libre dividida por el área total del objeto de cara al viento).



El efecto de frenado del viento que un obstáculo produce, aumenta con la altura y la longitud del mismo. Obviamente, el efecto será más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo.

Para la ubicación elegida en el apartado anterior, se ha tomado el caso más desfavorable de obstáculo en un sector de 30° , que es la vivienda aislada objeto del proyecto. Para ello se han tenido en cuenta las siguientes características:

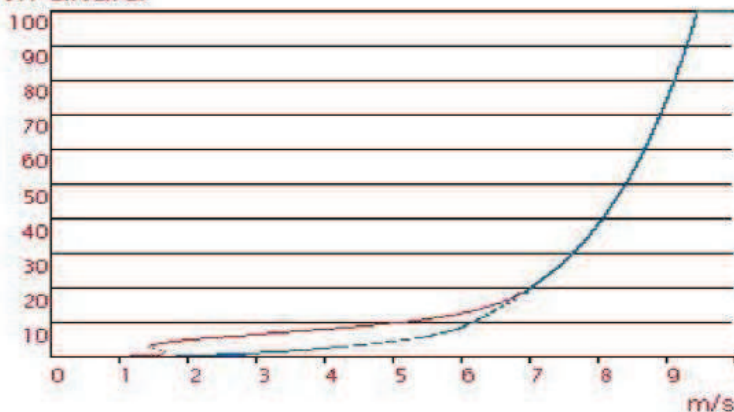
- Altura de obstáculo: 5 m
- Anchura de obstáculo: 10 m
- Distancia al aerogenerador: 25 m
- Altura de buje: 20 m
- Longitud de rugosidad = 0,2 (Terreno agrícola con arbusto y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m)
- Porosidad de obstáculo: 0 (correspondiente a edificio)

Obsérvese que sólo deberá tener en cuenta el porcentaje de energía eólica proveniente de esa dirección, ya que el obstáculo sólo afecta a la producción de energía cuando el viento proviene de esa dirección en particular.

La siguiente gráfica procedente del *Atlas Eólico Europeo*, proporciona una estimación del efecto de resguardo, es decir, de un obstáculo que no es aerodinámico y de las características descritas anteriormente.



Longitud de rugosidad = 0.2 m,
Obstáculo = 5 m, Anchura del obstáculo =
10m, Porosidad = 0%, Distancia al
obstáculo = 25 m. La curva roja muestra
el efecto del obstáculo.



Por tanto, teniendo en cuenta que no afecta a la cantidad de energía disponible para el caso más desfavorable (tanto en porosidad como en distancia), para el resto de obstáculos existentes se acepta que para una altura de buje de 20 metros no disminuirá la cantidad de energía eólica disponible.

1.2.3. APOORTE EÓLICO

1.2.3.1. Distribución de velocidades

El aporte eólico ha sido extraído de los mapas facilitados por la Junta de Andalucía a través de su página web www.agenciaandaluzadelaenergia.es para el municipio de Marchena. Donde se establece un histograma de velocidades medias de viento a 10 m de altura para la ubicación de la instalación objeto del proyecto:

V ₁₀ (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Frecuencia(%)	1,5	3,6	7,1	6,8	7	8,8	9,5	10	9,6	8,7	7,3	6,5	5,7	3,8	3,1	1

Del histograma se extrae que la velocidad media existente a 10 m es de 8,13 m/s.

1.2.3.2. Corrección por altura y rugosidad

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la



superficie terrestre. En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann de la forma:

$$V_h = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha ;$$

En la que v_h es la velocidad del viento a la altura h , v_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la tabla:

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0.12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0.16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0.4$

Por tanto, a una altura de buje de nuestro aerogenerador $h = 20$ m, y $\alpha = 0,2$ tendremos una **velocidad corregida** por altura y rugosidad de:

$V_{10}(\text{m/s})$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$V_{20}(\text{m/s})$	1,14	2,3	3,45	4,59	5,74	6,89	8,04	9,19	10,34	11,49	12,64	13,78	14,93	16,08	17,23	18,37
Frecuencia (%)	1,5	3,6	7,1	6,8	7	8,8	9,5	10	9,6	8,7	7,3	6,5	5,7	3,8	3,1	1

1.2.4. POTENCIA EÓLICA DISPONIBLE

En una corriente de aire la Potencia eólica disponible que atraviesa una superficie A a una velocidad v y hace un recorrido L en el tiempo t , viene dada por la siguiente expresión:

$$N_{\text{viento}} = \frac{E_{\text{cinética}}}{t} = \frac{mv^2/2}{t} = \frac{v^2}{2t} (v t A \rho) = \frac{\rho A v^3}{2};$$

Donde $\rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3$ es la densidad del aire

Para un aerogenerador de eje horizontal y diámetro de hélice D , la sección A es:



$$A = \frac{\pi D^2}{4};$$

por lo que la potencia disponible del viento quedará de la siguiente manera:

$$N_{\text{viento}} = \frac{\pi \rho D^2 v^3}{8};$$

Sustituyendo en nuestro caso para los distintos valores de velocidad del viento corregida a una altura $h = 20$ m, $\rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3$ y diámetro $D = 5,66$ m del rotor del aerogenerador escogido que se detalla más adelante, se tendrá una potencia disponible de:

$V_{20}(\text{m/s})$	1,14	2,3	3,45	4,59	5,74	6,89	8,04	9,19	10,34	11,49	12,64	13,78	14,93	16,08	17,23	18,37
Frecuencia (%)	1,5	3,6	7,1	6,8	7	8,8	9,5	10	9,6	8,7	7,3	6,5	5,7	3,8	3,1	1
Nº horas año	135,6	320,2	620,3	593,6	610,2	768,7	830,6	875,8	840,3	759,6	640,8	570,3	496,7	336,4	270,6	90,3
$N_{\text{viento}} (\text{W})$	0,023	0,19	0,63	1,5	2,92	5,05	8,03	11,98	17,06	23,4	31,14	40,43	51,4	64,2	78,97	95,83
$N_{\text{viento}} (\text{W} \cdot \text{h})$	3,17	59,93	391,9	888,9	1785	3885	6665	10491	14332	17772	19955	23057	29758	37167	45714	55480

1.2.5. LÍMITE TEÓRICO DE BETZ

La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, resultado que ninguna máquina eólica por muy sofisticada que sea, puede superar. Dicho límite teórico permite hallar la potencia máxima suministrada por el rotor y viene dado por la siguiente expresión:

$$N_{\text{útil max}} = \frac{8 \rho A v_1^3}{27} = 0.37 \rho A v_1^3 ;$$

que se conoce como ecuación de Betz, y en la que se ha tomado como la densidad media del aire, $\rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3$; ya que en invierno ésta viene a ser del orden de 1,33, y en verano de 1,15. Por tanto tendremos una $N_{\text{útil máxima}}$ de:

$V_{20}(\text{m/s})$	1,14	2,3	3,45	4,59	5,74	6,89	8,04	9,19	10,34	11,49	12,64	13,78	14,93	16,08	17,23	18,37
Frecuencia (%)	1,5	3,6	7,1	6,8	7	8,8	9,5	10	9,6	8,7	7,3	6,5	5,7	3,8	3,1	1
Nº horas año	135,6	320,2	620,3	593,6	610,2	768,7	830,6	875,8	840,3	759,6	640,8	570,3	496,7	336,4	270,6	90,3
$N_{\text{útil máx}} (\text{W})$	0,01	0,11	0,37	0,87	1,7	2,94	4,65	6,93	9,87	13,54	18,03	23,41	29,76	37,17	45,71	55,48
$N_{\text{útil máx}} (\text{W} \cdot \text{h})$	1,84	34,7	226,8	514,6	1033	2249	3859	6074	8297	10288	11552	13348	14781	1250	12370	5010



Por tanto el rendimiento máximo aerodinámico será:

$$\eta_{\text{maxima}} = \frac{N_{\text{útil maxima}}}{N_{\text{viento}}} = \frac{35,36}{47,79} = 0,74$$

1.2.6. ENERGÍA ENTREGADA POR EL AEROGENERADOR

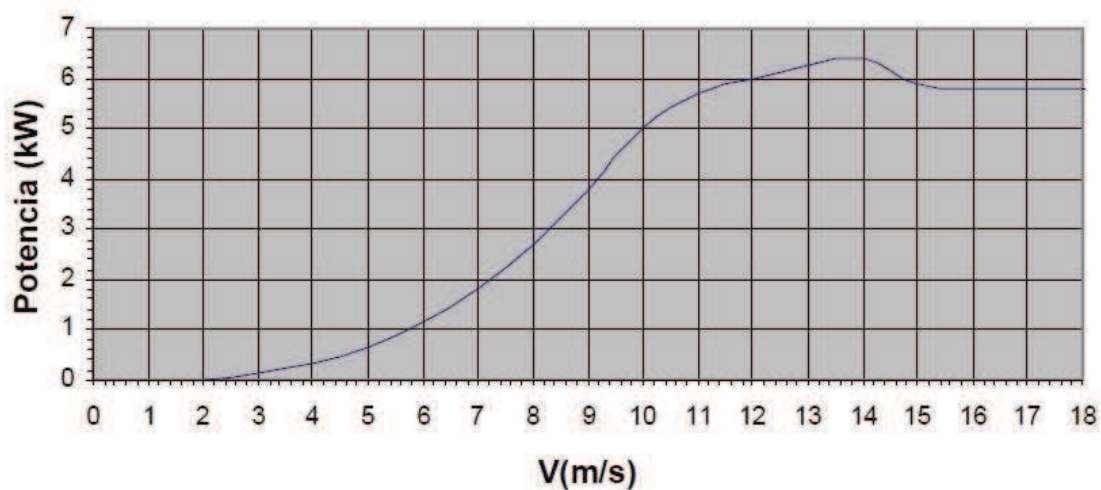
1.2.6.1. Generador eólico seleccionado

El mini-aerogenerador eólico seleccionado es el Inclín-6000, del fabricante Bornay, siendo sus principales características:

ROTOR	INCLIN-6000
Nº de hélices	3
Diámetro	5,66
Material	Fibra de vidrio / carbono
SISTEMA ELÉCTRICO	
Tipo	Alternador trifásico de imanes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal (W)	6000
Voltaje	48/300
FUNCIONAMIENTO CON EL VIENTO	
Arranque	2,7
Potencia nominal (m/s)	12
Freno automático (m/s)	18,5

Siendo su curva de potencia la siguiente:

CURVA DE POTENCIA INCLIN-6000



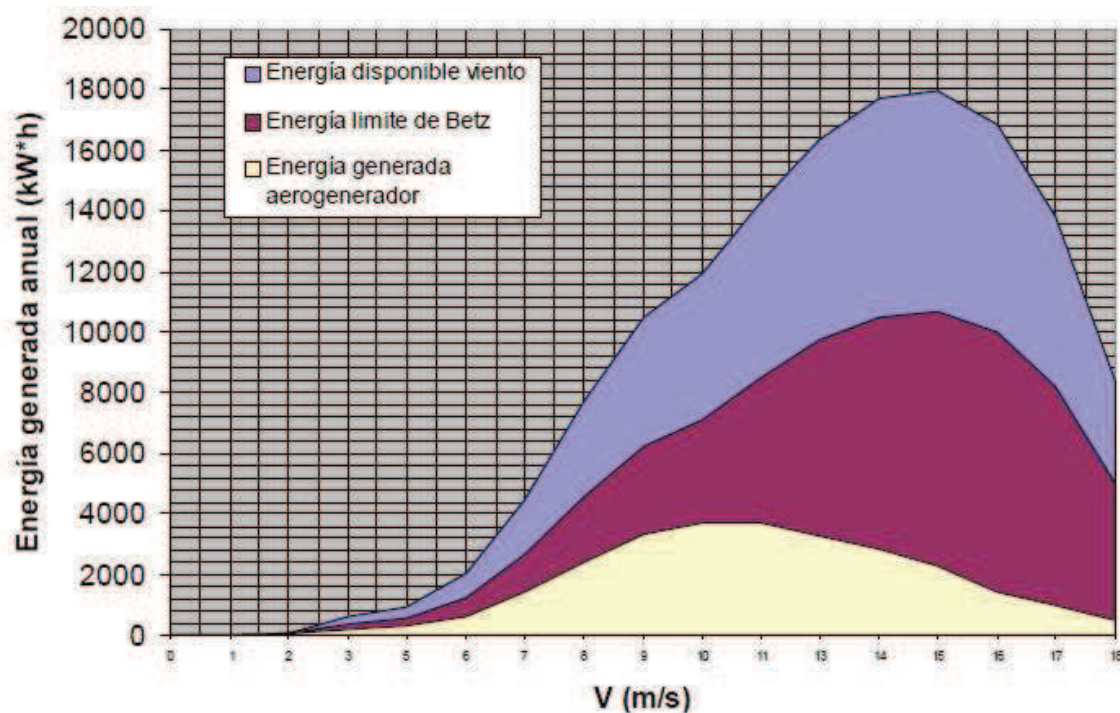


La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Una vez obtenidos los datos del histograma, la velocidad del viento corregida y junto la curva de potencia del aerogenerador (proporcionado por el fabricante) se obtiene la energía que entregará el aerogenerador, N_{AEROGEN} (KW·h), para las distintas velocidades corregidas:

V_{20} (m/s)	1,14	2,3	3,45	4,59	5,74	6,89	8,04	9,19	10,34	11,49	12,64	13,78	14,93	16,08	17,23	18,37
Frecuencia (%)	1,5	3,6	7,1	6,8	7	8,8	9,5	10	9,6	8,7	7,3	6,5	5,7	3,8	3,1	1
Nº horas año	135,6	320,2	620,3	593,6	610,2	768,7	830,6	875,8	840,3	759,6	640,8	570,3	496,7	336,4	270,6	90,3
$N_{\text{aerogen.}}$ (KW)	0	34,7	226,9	514,6	1033	2249	3859	6074	8297	10289	11552	13348	14781	12503	12370	5010

La siguiente gráfica relaciona la energía disponible en el viento, la energía límite de Betz y la entregada por el aerogenerador:



Resultado:

Potencia total eólica producida al año (KW)	26925,9
Energía total eólica media (KW·h)	3,07



Habrà que tener en cuenta las diferentes pérdidas que se puedan producir. Por lo tanto tendremos que aplicar correcciones por pérdidas a dicha Energía total eólica media $E_{em} = 3,08 \text{ KW} \cdot \text{h}$.

1.2.6.2. Energía real corregida producida por el aerogenerador

Procederemos a hallar la Energía real necesaria (E_e) que, proveniente del aerogenerador, recibe el acumulador.

Entre el aerogenerador y la batería se encontrará instalado un regulador, que disipa energía en forma de calor, por lo que la *cantidad de energía diaria*, E_{AG} , que *produce el aerogenerador* es siempre inferior a E_{em} .

Tendremos que por término medio consideraremos un 10% de la energía que produzca el aerogenerador va a ser disipada en el regulador y no se convertirá en energía útil. Por tanto:

$$E_{AG} = E_{em} \cdot 0,9 = 2,766 \text{ KW} \cdot \text{h}$$

Si tenemos en cuenta además el rendimiento global de la instalación, R , la energía total producida será: $E_e = E_{AG} \cdot R$; donde R es el factor global de rendimiento de la instalación anteriormente mencionado, que vale:

$$R = 1 - [(1 - K_b - K_c - K_v) K_a N / \rho_d] - K_b - K_c - K_v$$

Siendo:

$K_b = 0,05 \equiv$ coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador.

$K_a = 2 \times 10^{-3} \equiv$ coeficiente de pérdidas autodescarga.

$K_c = 0,2 \equiv$ coeficiente de pérdidas en el convertidor.

$K_v = 0,15 \equiv$ coeficiente que agrupa otras pérdidas (rendimiento global de toda la red de consumo, pérdidas por efecto Joule, etc).

$\rho_d = 0,8 \equiv$ profundidad de descarga máxima admisible.

$N = 5 \equiv$ número de días de autonomía de la instalación.

Sustituyendo dichos valores se tendrá que $R = 0,58$; y por tanto la energía real proveniente del generador eólico para satisfacer las necesidades de consumo será:



$$E_e = E_{AG} \cdot R = 1,605 \text{ Kw} \cdot \text{h} > 1,5 \text{ KW} \cdot \text{h} = E_{TE}$$

Por tanto, superior y suficiente para satisfacer la energía necesaria de consumo proveniente del sistema eólico $E_{TE} = 1500 \text{ W} \cdot \text{h}$.

Por otra parte, para satisfacer $E_{TE} = 1500 \text{ W} \cdot \text{h}$ y procediendo de manera inversa al anterior algoritmo de cálculo, resulta que se necesitará generar como mínimo una energía de $E_{eMIN} = 2,87 \text{ KW} \cdot \text{h} < 3,07 \text{ KW} \cdot \text{h} = E_{em}$.

1.2.7. REGULADOR DEL AEROGENERADOR

El regulador de carga utilizado será el proporcionado por el mismo fabricante, Bornay, del mini-aerogenerador, específico para el aerogenerador Inclín-6000 a utilizar. El regulador será el encargado de convertir la tensión alterna en tensión continua, para poder almacenarla en las baterías.



Figura. Regulador del mini-aerogenerador

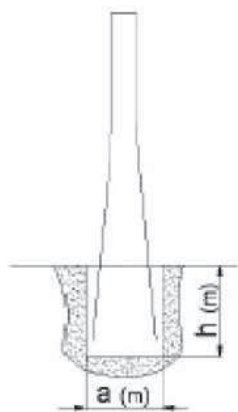
1.2.8. TORRE SOPORTE DEL MINI-AEROGENERADOR

La torre soporte utilizada será de una altura de 20 m y de un esfuerzo nominal de 408 daN (4,08 KN), como indica la tabla siguiente proporcionada por el fabricante del aerogenerador.

Tipo de apoyo	Altura total (m)	Características mecánicas		Dimensiones		Peso total (kg)
		Esfuerzo nominal	Esfuerzo útil en punta con viento CS 1,5	Cabeza (mm)	Base (mm)	
P-400	12	408	408	320	620	226
	14				687	271
	16				754	334
	18				821	387
	20				888	446



La torre soporte, al ser de celosía, necesariamente deberá ser fijada con cimentación; en la siguiente figura se muestran las dimensiones de la cimentación necesaria en función del tipo de terreno y su altura proporcionada por el fabricante.



Tipo terreno		P-400				
		12	14	16	18	20
FLOJO K = 8	h	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8
	a	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0
NORMAL K = 12	h	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6
	a	0,8	1,0	0,9	1,0	1,0
ROCOSO K = 16	h	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5
	a	0,8	3,0	0,9	1,0	1,0

Nota: K (kg/cm²)

En nuestro caso, terreno normal, altura 20 metros, le corresponde h=1,6 y a=1,0.

1.2.9. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

Para la puesta a tierra de la instalación se debe estimar la resistencia del terreno. Para determinar aproximadamente la resistencia de tierra se tendrá en cuenta la ITC-BT-18, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde se establece las diferentes naturalezas del terreno. A cada tipo de terreno le corresponde un valor de resistividad, según el método de puesta a tierra realizado le corresponderá una expresión. El método elegido es el del electrodo de pica vertical y como conductor enterrado horizontalmente.

- En el caso de la pica vertical:
- En el caso del conductor enterrado horizontalmente:

Donde:

R	Resistencia de tierra [Ω]
r	Resistividad del terreno [$m \cdot \Omega$]
n	Número de picas [unidades]
L	Longitud de la pica por (a) [m] Longitud del conductor por (b) [m]



Naturaleza del terreno = terreno cultivable y fértil.

Resistividad del terreno = $50 \text{ m} \cdot \Omega$

Número de picas clavadas verticalmente = 1

Longitud de las picas = 2 m

Longitud del conductor enterrado = 4 m

$$R_{\text{vertical}} = 50 / (2 \cdot 2) = 12,5 \Omega$$

$$R_{\text{horizontal}} = (2 \cdot 50) / 4 = 25 \Omega$$

Para determinar la resistencia de tierra total tendremos en cuenta que estamos en el caso de dos resistencias en paralelo:

$$R_T = (25 \cdot 25) / (25 + 25) = 12,5 \Omega$$

La resistencia de tierra tiene que ser tal que cualquier masa pueda dar a lugar tensiones de contacto superiores a 24 V en un local o emplazamiento de un conductor, o 50 V en los demás casos.

Para una protección diferencial de $30 \text{ mA} = 0,03^a$, tenemos que:

$$V = R_T \cdot I = 12,5 \cdot 0,03 = 0,375 \text{ V} < 24 \text{ V}$$

En cuanto a los conductores de protección, la sección a utilizar tiene que ser como mínimo:

- 16 mm^2 para la línea principal de tierra con conductor de cobre.
- 35 mm^2 para los conductores de cobre sin aislamiento enterrados horizontalmente.

1.3.DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1.3.1. CRITERIOS DE PARTIDA. NECESIDADES A CUBRIR

El criterio será el de conseguir que los consumos queden garantizados durante todo el periodo de utilización de la instalación, pero sin descartar que, en ocasiones excepcionales, puedan llegar a restringirse, o incluso a tener que



suprimirse, ante el riesgo de estropear las baterías ante una descarga excesiva de la misma. Para ello, haremos uso de las cifras estadísticas de radiación solar y otras variables, actuando con un cierto margen de seguridad para prevenir, en lo posible, fluctuaciones o desviaciones significativas respecto a lo esperado que inevitablemente se van a producir de vez en cuando.

Para servir de base al cálculo de la instalación se tomarán los consumos del mes más desfavorable del año, entendiendo como tal aquel en que el cociente entre la energía solar incidente en horizontal y la energía consumida alcance el valor más bajo. Este mes en el caso que nos ocupa corresponde con diciembre.

Ya que el uso de la vivienda aislada será anual, el factor consumo eléctrico se considerará constante. Resultando unas necesidades a cubrir de:

Consumo al mes (kWh)	189,9
Consumo al día (kWh)	6,33
A producir por la fv al día (kWh)	4,83

1.3.2. APOORTE SOLAR

El aporte solar ha sido extraído de la siguiente tabla proporcionada por la JUNTA DE ANDALUCÍA a través de su página web www.agenciaandaluzadelaenergia.es para la provincia de Sevilla en el punto de información más cercano al municipio de Marchena donde se refleja el valor de la energía H total incidente sobre una superficie horizontal de 1m^2 en un día medio de cada mes ($\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{día}$).

Lugar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Sevilla	9,1	12,5	16,9	21	24,5	29,1	27,6	24,8	19,4	13,4	10	7,8	18

1.3.3. ENERGÍA REAL NECESARIA

1.3.3.1. Días de autonomía

Para el cálculo de la energía real necesaria, tendremos que determinar como paso previo el número máximo N de días de autonomía del sistema de acumuladores. Dicho número será asignado de acuerdo con las características climatológicas de la zona, el servicio que la instalación preste y las circunstancias particulares del usuario.



Teóricamente N representaría el máximo de días consecutivos que pudieran producirse con condiciones absolutamente desfavorables (totalmente cubierto y sin aporte eólico).

Para fijar dicho número nos serviremos de la tabla proporcionada por la JUNTA DE ANDALUCÍA a través de su página web www.agenciaandaluzadelaenergia.es, donde se establece el número de días de autonomía recomendados que pueden aceptarse para las distintas provincias de España para instalaciones fotovoltaicas.

Nos fijaremos en la columna de número mínimo absoluto de días de autonomía que se debe utilizar sin que el usuario presentase frecuentes problemas de descarga de las baterías (que en nuestro caso se corresponde con Sevilla: $N = 10$); Pero al corresponder la tabla anteriormente mencionada a condiciones relativas al aporte fotovoltaico, haremos una corrección del número de días al ser muy poco probable que durante tantos días consecutivos se encuentre totalmente cubierto y además no exista ningún aporte eólico.

Por lo tanto haremos una estimación de **$N = 5$ días**; Siendo además superior a la autonomía mínima de sistemas con acumulador fijada de forma general en el PCT del IDEA de $N = 3$ días.

1.3.3.2. Energía necesaria

Una vez fijado el número N de días de autonomía y, supuesto también, conocida la energía total teórica $E_{TF} = 4855,84$ W requerida en un periodo de 24 horas, obtenidas a partir de las potencias y del tiempo medio de funcionamiento diario de cada aparato de consumo, procederemos a hallar la Energía real necesaria (E_F) que, proveniente de los paneles, debe *recibir el acumulador*.

La energía E_F equivaldrá exactamente a la energía que se necesite diariamente de aporte fotovoltaico teniendo en cuenta las diferentes pérdidas que existen. Sigue la siguiente expresión:

$$E_F = E_{TF} / R$$

Donde R es un factor global de rendimiento de la instalación, que vale:

$$R = 1 - [(1 - k_b - k_c - k_v)k_a N / \rho_d] - k_b - k_c - k_v$$

Siendo:

$K_b = 0,05 \equiv$ coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador.

$K_a = 2 \times 10^{-3} \equiv$ coeficiente de pérdidas autodescarga.



$K_c = 0,2 \equiv$ coeficiente de pérdidas en el convertidor.

$K_v = 0,15 \equiv$ coeficiente que agrupa otras pérdidas (rendimiento global de toda la red de consumo, pérdidas por efecto Joule, etc).

$P_d = 0,8 \equiv$ profundidad de descarga máxima admisible.

Sustituyendo dichos valores se tendrá que $R = 0,58$; y por tanto la energía real necesaria proveniente del generador fotovoltaico para satisfacer las necesidades de consumo será:

$$E_F = \frac{E_{TF}}{R} = 8354,13 \text{ W}\cdot\text{h}$$

1.3.4. SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN

1.3.4.1. Panel fotovoltaico seleccionado

El panel a utilizar en la instalación fotovoltaica es el SPP280-24/Vb de VICTRON ENERGY, sus características más importantes son:

Potencia Pico (Wp)	280
Tensión nominal (V)	24
Tensión en la P _{máx.} (V)	36,36
Corriente a la P _{máx.} (A)	7,70
Corriente de cortocircuito (A)	8,26
Tensión en circuito abierto (V)	44,06

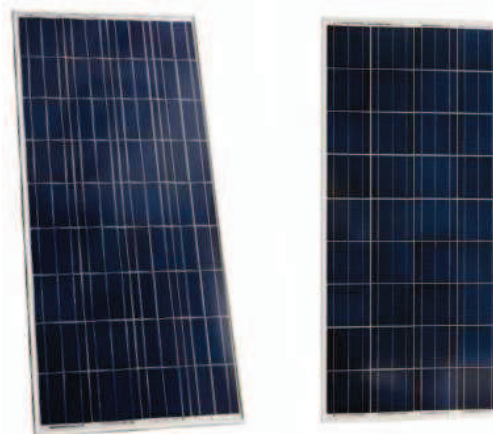
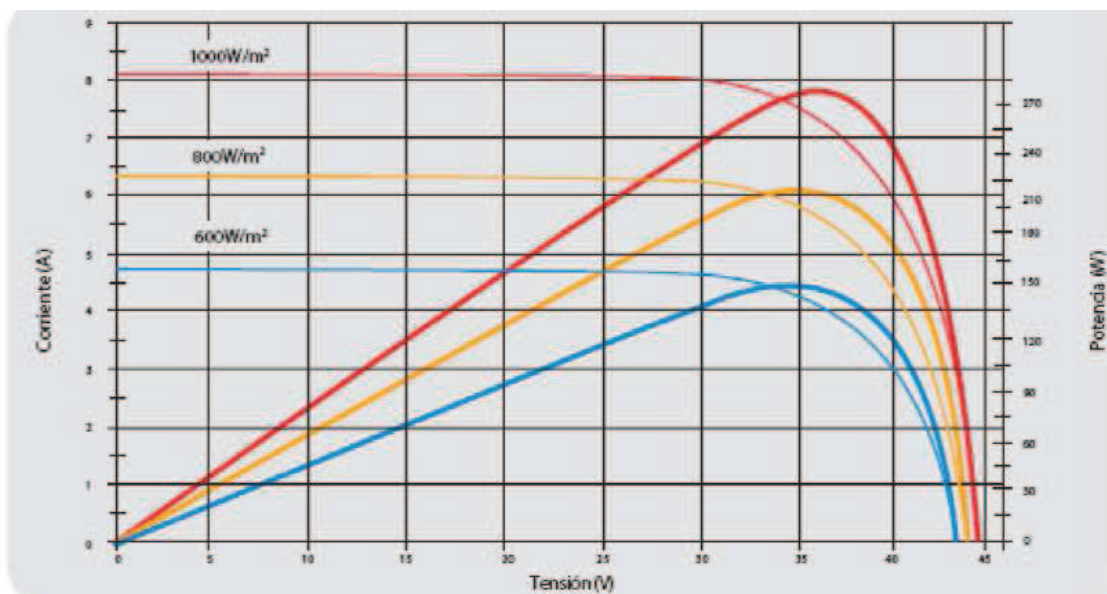


Figura. Panel fotovoltaico SPP280-24



Curva Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje (280W)



1.3.4.2. Número de paneles fotovoltaicos

El valor de E_F obtenido anteriormente es la energía que debe entrar a través de los bornes del acumulador, la cual tiene su origen en los paneles. Sin embargo, entre estos y la batería se encontrará instalado un regulador solar, que disipa energía en forma de calor, por lo que la *cantidad de energía diaria*, E_p , que deben *producir los paneles* debe ser siempre superior a E_F .

Las pérdidas en el regulador dependerán del estado de carga de las baterías, que a su vez depende del perfil de consumo del usuario. Para el período que nos interesa a efectos de dimensionado, mes más desfavorable (diciembre), tendremos que por término medio consideraremos un 10% de la energía que produzcan los paneles va a ser disipada en el regulador y no se convertirá en energía útil. Por tanto:

$$E_p = E_F / 0,9 = 9282,37 \text{ W} \cdot \text{h}$$

Para calcular el número de paneles nos serviremos de la tabla de aporte solar proporcionada la JUNTA DE ANDALUCÍA a través de su página web www.agenciaandaluzadelaenergia.es para la provincia de Sevilla en el punto de información más cercano al municipio de Marchena. En cuanto a los datos de radiación, se expresa la Energía H , en megajulios, que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes ($\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$).



Lugar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Sevilla	9,1	12,5	16,9	21	24,5	29,1	27,6	24,8	19,4	13,4	10	7,8	18

En el mes más desfavorable (diciembre) tenemos que $H = 7,8 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{día}$. Así que tenemos un número de horas de sol pico de $\text{HSP} = 0,2778 \cdot H = 2,05 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2 \cdot \text{día}$

Teniendo en cuenta la corrección de dicho valor según las condiciones de turbidez atmosférica, ya que la vivienda aislada se encuentra alejada de núcleos urbanos, multiplicaremos el valor anterior por 1,05.

Además tendremos que incluir un factor k de corrección por inclinación de los paneles (la inclinación idónea será de 15° más que la latitud para instalaciones que deben funcionar durante todo el año) dado en la tabla correspondiente de CENSOLAR.

Para Sevilla: Latitud: $37,5^\circ$; Inclinación: Latitud + $15^\circ = 52,5^\circ$; $K = 1,45$

Finalmente tendremos como **número corregido de HSP:**

$$\text{HSP}_c = 0,2778 \cdot 1,05 \cdot 1,45 \cdot H = 3,3 \text{ KW} \cdot \text{h/m}^2 \cdot \text{día}$$

El número de paneles a instalar vendrá dado por la siguiente expresión:

$$\text{Número de paneles} = E_p / 0,9 \cdot P \cdot (\text{HSP}_c)$$

Donde:

$P \equiv$ Potencia nominal del módulo proporcionada por el fabricante

$0,9 \equiv$ Factor corrector donde se incluyen pequeñas pérdidas adicionales como suciedad de los paneles, pérdidas por reflexión en los momentos de incidencia muy oblicua, etc.

Sustituyendo en la anterior expresión resulta un total de:

Número de paneles = 12,56; redondearemos al n° entero par más cercano. Por tanto, **se instalarán 12 paneles** de las características específicas en el apartado 1.3.4.1. haciendo un total de **3120 Wp instalados**.



1.3.4.3. Justificación de dimensionado mínimo exigido por el pct de idea

Independientemente del método de dimensionado del sistema fotovoltaico escogido, se tendrá que realizar la comprobación de requisitos mínimos justificativos que se especifican en el PCT y que se detallan a continuación:

- Se tendrá en cuenta el estudio de la carga realizado anteriormente donde tenemos unas necesidades a satisfacer por el sistema FV de:

$$E_D = 4825,95 \text{ W} \cdot \text{h/día}$$

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad		Marchena	
Latitud		37,5°	
E_D	kW·h/día	0,9	Consumo cte. todo el año
Periodo de diseño		Diciembre	Mes peor radiación y consumo cte ($k=1,7$)
(α_{opt} , β_{opt})		(0°, 46.5°)	Orientación S, Inclinación óptima: latitud + 10°
(α , β)		(0°, 51.5°)	Orientación e inclinación módulos
$G_{\text{dm}}(0)$ diciembre	kW·h/m ² ·día	2,05	CENSOLAR
FI		0,997	Factor de irradiación para inclinación y orientación elegidas
FS		1	Factor de sombreado. Ubicación sin proyección de sombras
$PR_{\text{diciembre}}$		0,6	Eficiencia energética global del sistema
$G_{\text{dn}}(\alpha, \beta)$ diciembre	kW·h/m ² ·día	3,02	$G_{\text{dn}}(\alpha, \beta)_{\text{dic}} = G_{\text{dm}}(0)_{\text{dic}} \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{\text{mp, min}}$	kWp	2,67	$P_{\text{mp, min}} = (E_D \cdot G_{\text{CEM}}) / G_{\text{dm}}(\alpha, \beta) \cdot PR$
$P_{\text{mp, max}}$	kWp	3,21	$P_{\text{mp, max}} = p_{\text{mp, min}} \cdot 1,2$

Nuestro sistema, como vimos anteriormente, tiene un tamaño de generador fotovoltaico de 3,12 KWp, por lo tanto dentro del rango exigido $2,67 < 3,12 < 3,21$ por el PCT del IDAE.

- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

$$C_{20} / I_{\text{sc(generator)}} < 25$$



La capacidad nominal a instalar, que posteriormente se detalla en el apartado 1.4.1., del sistema de acumulación es de $C_{100} = 1200 \text{ A}\cdot\text{h}$;
 $C_{100} = 1,25 \cdot C_{20}$;

$$\text{Luego } C_{20} = 1200/1,25 = 960 \text{ A}\cdot\text{h}$$

Por otra parte, $I_{sc} = 8,09 \text{ A}$;

$$I_{sc} (\text{generador}) = 8,09 \cdot N^{\circ} \text{ de paneles en paralelo} = 8,09 \cdot 6 = 48,54 \text{ A}$$

$$C_{20} / I_{SC(\text{generador})} = 960 / 48,54 = 19,77 < 25$$

1.3.4.4. Número de paneles en serie y paralelo

El dimensionado del subsistema de regulación conduce al establecimiento de sus características nominales, que son, la tensión nominal de funcionamiento (los fabricantes ofrecen diferentes rangos 12 V, 24 V y 48 V) y la intensidad eléctrica máxima que puede controlar (límite proporcionado por el fabricante).

$$V_{N_{SISTEMA}} = 48 \text{ V}; \quad V_{N_{MÓDULO}} = 24 \text{ V};$$

Número de paneles conectados en serie:

$$N_{SERIE} = V_{N_{SISTEMA}} / V_{N_{MÓDULO}} = 2$$

Número de paneles conectados en paralelo:

$$N^{\circ}_{PARALELO} = N^{\circ}_{TOTALPANELES} / N^{\circ}_{SERIE} = 12/2 = 6$$

1.3.4.5. Separación filas de paneles

La separación la establecemos de modo que al medio día o doce horas solares del día más desfavorable del año (altura solar mínima), que corresponde al 21 de diciembre, la sombra de la arista superior de una fila de colectores como máximo debe proyectarse sobre la arista inferior de la fila siguiente.



La altura solar mínima a las doce horas solares será como regla nomotécnica:

$$HM = (90^\circ - \text{latitud}) - 23^\circ; HM = (90^\circ - 37,5^\circ) - 23^\circ = 29,5^\circ$$

Respecto a la proyección de sombras por parte de árboles, casas, etc...., en nuestro caso no hay ningún problema.

La distancia mínima entre filas (d) será:

$$D = h \cdot (\text{sen } a) / (\text{tg } HM)$$

Donde:

H	Longitud del panel [m]
A	Inclinación del panel [grados]
HM	Altura mínima del sol al mediodía solar

$$D = 1,95 \cdot (\text{sen } 51,5^\circ) / (\text{tg } 29,5^\circ) = 2,59 \text{ m}$$

1.3.4.6. Estructura de soporte

La estructura será facilitada por el distribuidor de los paneles, será adecuada según el número de paneles, el anclaje se efectuará sobre dos rastreles longitudinales paralelos de hormigón armado. El anclaje y la propia estructura deberá ser suficiente para garantizar su comportamiento estable a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y, como mínimo, resistirán velocidades de 150 km/h.

1.3.4.7. Datos de interés

A continuación se detallan datos de interés de la instalación fotovoltaica.

Potencia de pico del sistema fotovoltaico:

$$P_{\text{generada}} = N^\circ \text{ de paneles} \cdot P_{\text{panel}}$$

Donde:

P_{generada}	Potencia generada por el sistema fv [wp]
$N^\circ \text{ de paneles}$	Número total de paneles fv
P_{panel}	Potencia de pico del panel fv seleccionado [wp]

$$P_{\text{generada}} = N^\circ \text{ de paneles} \cdot P_{\text{panel}} = 12 \cdot 280 = 3360 \text{ wp}$$



Tensión de pico del sistema fotovoltaico:

$$V_{\text{pico generada}} = N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{pico módulo}}$$

Donde:

$V_{\text{pico generada}}$	Tensión pico generada por el sistema fv [V]
N_{serie}	Número de paneles fv en serie
$V_{\text{pico módulo}}$	Tensión pico del módulo fv [V]

$$V_{\text{pico generada}} = N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{pico módulo}} = 2 \cdot 36,36 = 72,72 \text{ V}$$

Intensidad pico del sistema fotovoltaico:

$$I_{\text{pico generada}} = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{pico módulo}}$$

Donde:

$I_{\text{pico generada}}$	Intensidad pico generada por el sistema fv [A]
N_{paralelo}	Número de paneles fv en paralelo
$I_{\text{pico módulo}}$	Intensidad pico del módulo fv [A]

$$I_{\text{pico generada}} = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{pico módulo}} = 6 \cdot 7,70 \text{ A} = 46,2 \text{ A}$$

Tensión en circuito abierto del sistema fotovoltaico:

$$V_{\text{circuito abierto generada}} = N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{circuito abierto módulo}}$$

Donde:

$V_{\text{circuito abierto generada}}$	Tensión en circuito abierto del sistema fv [V]
N_{serie}	Número de paneles fv en serie
$V_{\text{circuito abierto módulo}}$	Tensión en circuito abierto del módulo fv [V]

$$V_{\text{circuito abierto generada}} = N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{circuito abierto módulo}} = 2 \cdot 44,06 = 88,12 \text{ V}$$

Intensidad de cortocircuito del sistema fotovoltaico :

$$I_{\text{cortocircuito generada}} = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{cortocircuito módulo}}$$

Donde:

$I_{\text{cortocircuito generada}}$	Intensidad de cortocircuito generada por el sistema fv [A]
N_{paralelo}	Número de paneles fv en paralelo
$I_{\text{cortocircuito módulo}}$	Intensidad de cortocircuito del módulo fv [A]



$$I_{\text{cortocircuito generada}} = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{cortocircuito módulo}} = 6 \cdot 8,26 \text{ A} = 49,56 \text{ A}$$

Tensión nominal del sistema fotovoltaico:

$$V_{N \text{ generada}} = V_N = 48 \text{ V}$$

1.3.5. REGULADOR FOTOVOLTAICO

La tensión del regulador es el parámetro que hemos fijado anteriormente a 48 V, habrá que buscar un regulador que trabaje con dicha tensión. Pero habrá que ver otros parámetros a considerar en la elección de dicho regulador.

Tensión máxima del regulador:

$$V_{\text{máxima del regulador}} = 1,25 \cdot V_{\text{circuito abierto generada}}$$

Donde:

$V_{\text{máxima del regulador}}$	Tensión máxima que tendría que aguantar el regulador [V]
$V_{\text{circuito abierto generada}}$	Tensión en circuito abierto del sistema fv [V]

$$V_{\text{máxima del regulador}} = 1,25 \cdot V_{\text{circuito abierto generada}} = 1,25 \cdot 88,12 = 110,15 \text{ V}$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia las baterías:

$$I_{\text{reg gen-bat}} = 1,25 \cdot I_{\text{cortocircuito generada}}$$

Donde:

$I_{\text{reg gen-bat}}$	Intensidad nominal del interruptor de conexión [A]
$I_{\text{cortocircuito generada}}$	Intensidad de cortocircuito generada por el sistema fv [A]

$$I_{\text{reg gen-bat}} = 1,25 \cdot I_{\text{cortocircuito generada}} = 1,25 \cdot 49,56 \text{ A} = 61,95 \text{ A}$$



El regulador seleccionado es el Steca Power Tarom 4110, sus características principales son:

Steca:

Tensión nominal	48 V
Intensidad máxima	110 A
Vigilancia de baterías	SOC
Tensión en circuito abierto	120 V

Tabla. Características del Steca Power Tarom 4110



Figura. Steca Power Tarom 4110

1.4. ESTUDIO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA

1.4.1. DIMENSIONADO DEL BANCO DE BATERÍAS

Una vez fijado el número de días de autonomía N , $N = 5$ días, en el apartado 1.3.3.1., hallamos el valor de la capacidad útil C_u , que debe tener la batería, que será:

$$C_u = (E_F + E_{eMIN}) \cdot N = (8354,13 + 2867,38) \cdot 5 = 41,8 \text{ KW} \cdot \text{h};$$

Donde:

$E_F \equiv$ Energía mínima procedente del sistema fotovoltaico que debe recibir el acumulador.

$E_{eMIN} \equiv$ Energía mínima procedente del sistema eólico que debe recibir el acumulador.

Dividiendo por la tensión nominal del sistema, 48 V, $C_U = 870 \text{ A} \cdot \text{h}$;

Por tanto, la capacidad nominal (C) será:

$$C = \left(C_u / \rho_d \right) = 1088,15 \text{ A} \cdot \text{h}$$



Donde C es la Capacidad total a instalar [Ah] y $\rho_d = 0,8$ se corresponde con la profundidad de descarga máxima de la batería.

La batería seleccionada es una BAE SECURA modelo 9 PVS 1350, de 1,8 V y de 1300 Ah C_{100} de capacidad.



1.4.1.1. Número de baterías conectadas en serie

$$N^{\circ}_{\text{acumuladores serie}} = V_N / V_{\text{bat}} ;$$

Donde:

$$\frac{N^{\circ}_{\text{acumuladores serie}}}{V_N} = \frac{V_{\text{bat}}}{V_N}$$

Número de baterías en serie
 Tensión nominal del sistema fv-eólico [V]
 Tensión nominal de la batería [V]

$$N^{\circ}_{\text{acumuladores serie}} = V_N / V_{\text{bat}} = 48 / 2 = 24$$

1.4.1.2. Número de baterías conectadas en paralelo

$$N^{\circ}_{\text{acumuladores paralelo}} = C_{\text{Total}} / C_{\text{bat}} ;$$

Donde:

$$\frac{N^{\circ}_{\text{acumuladores paralelo}}}{C_{\text{Total}}} = \frac{C_{\text{bat}}}{C_{\text{Total}}}$$

Número de baterías en paralelo
 Capacidad total a instalar [Ah]
 Capacidad de la batería [Ah]

$$N^{\circ}_{\text{acumuladores paralelo}} = C_{\text{Total}} / C_{\text{bat}} = 1088,15 / 1200 = 0,90 < 1 ;$$

Por lo que se dispondrán en una única rama en serie de 24 elementos de 2 V.



La ubicación de las baterías estará en un cuarto adyacente fuera de la casa (con los elementos que le correspondan (reguladores, inversor, luz, sensores)).

1.5. INVERSOR

Parámetros a tener en cuenta en la selección del elemento que invierte la tensión continua en tensión alterna:

1.5.1. POTENCIA MÁXIMA DEL INVERSOR

Se tendrá en cuenta un 25% de potencia adicional sobre la potencia total instalada de los receptores simultáneos.

$$P_{\text{inversor}} = 1,25 \cdot \text{Potencia receptores simultáneos}$$

Donde:

$$P_{\text{inversor}} = \text{Potencia máxima necesaria del inversor [W]}$$

La potencia de los receptores simultáneos ha sido extraída de los receptores que se encuentran en la vivienda aislada, y considerando el factor de simultaneidad y factor de utilización reflejados en la ITC-25, apartado 3 del REBT.

SALÓN	POT (W)	F _s	F _u	POT. Receptores simultáneos (W)
TV	65,7	0,2	0,25	3,285
DVD	25,3	0,2	0,25	1,265
EQUIPO SONIDO	120	0,2	0,25	2,85
VENTILADOR TECHO	120	0,75	0,5	45
TOMAS VARIAS	40	0,2	0,25	2
ALUMBRADO	30	0,2	0,25	1,5
TOTAL				54,4

COCINA	POT (W)	F _s	F _u	POT. Receptores simultáneos (W)
MICROONDAS	800	0,5	0,75	300
HORNO	1200	0,5	0,75	450
FRIGORÍFICO	63	1	1	63
LAVADORA	1050	0,66	0,75	519,75
LAVAVAJILLAS	1050	0,66	0,75	519,75



CAMPANA EXTRACTORA	120	0,5	0,75	45
TERMO ELÉCTRICO	1500	0,66	0,75	742,5
TOMAS VARIAS	40	0,2	0,25	2
ALUMBRADO	30	0,75	0,5	11,25
			TOTAL	2653,25

DORMITORIOS 1,2,3	POT (W)	F _s	F _u	POT. Receptores simultáneos (W)
VENTILADOR TECHO	60	0,75	0,5	22,5
TOMAS VARIAS	20	0,2	0,25	1
ALUMBRADO	15	0,2	0,25	0,75
			TOTAL	24,25

BAÑOS 1 Y 2	POT(W)	F _s	F _u	POT. Receptores simultáneos (W)
TOMAS VARIAS (secador pelo)	825	0,2	0,25	41,25
ALUMBRADO	15	0,75	0,5	5,625
			total	46,875

HALL Y PASILLOS	POT. Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/día)
TOMAS VARIAS	20	0,2	0,25	1
ALUMBRADO	15	0,75	0,5	5,625

OTRAS INSTALACIONES	POT. Ud(W)	POT. (W)	TIEMPO (h)	CONSUMO(W.h/día)
ALUMBRADO EXTERIOR	9	0,75	0,5	3,375

	CONSUMO(W·h/día)
TOTAL PROYECTO:	2789,78

$$P_{\text{inversor}} = 1,25 \cdot \text{Potencia receptores simultáneos} = 1,25 \cdot 2789,78 \text{ W} = 3487,23 \text{ W}$$



El inversor escogido es el “48/5000” de PHOENIX, cuyas características más importantes son:

Tensión nominal	48 Vdc
Tensión de salida	230 Vac
Frecuencia nominal	50 Hz
Potencia nominal	4500 W
Forma de onda	Senoidal
Eficiencia	95 %

Tabla. Características del inversor Phoenix 48/5000



Figura. Inversor Phoenix 48/5000

1.6. ESTUDIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los conductores serán RV-K 0,6/1 kV y de las secciones señaladas a continuación. La elección de la sección del cableado para las distintas partes de la instalación se basa en dos criterios: el térmico y el de caída de tensión.

1.6.1. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

1.6.1.1. Corriente continua

La sección de los cables debe ser tal que las máximas caídas de tensión en ellos, comparada con la tensión nominal a la que estén trabajando esté por debajo de los límites expresados a continuación:

- Tramo 1: Línea entre los módulos fotovoltaicos (1%).
- Tramo 2: Línea desde los módulos hasta regulador solar (2%),
- Tramo 3: Línea desde regulador solar hasta baterías (0,5%).
- Tramo 4: Línea desde baterías hasta inversor (1%).



La expresión utilizada para el cableado de continua es la que se expone a continuación:

$$S = \left(2 \cdot I \cdot L / \gamma \cdot U \cdot \Delta U \right)$$

Donde:

ΔU	Caída de tensión máxima admisible en la línea [%]
I	Intensidad nominal [A]
γ	Conductividad del Cu [m/Ω.mm ²]
L	Longitud del conductor [m]
S	Sección del conductor [mm ²]
U	Tensión del sistema [V]

Se tomará como valor para la conductividad del cobre el correspondiente a la temperatura de 90°C, siendo éste de 44 m/Ωmm², como caso más desfavorable.

Puesto que a través de esta expresión se obtendrá la sección mínima del cable para evitar que las pérdidas superen los límites permitidos, siempre se sobredimensionará la sección del cable hasta la normalizada inmediatamente superior a las recomendadas por los fabricantes de los equipos instalados.

En la siguiente tabla se detallan los diferentes tramos para los que se ha dimensionado el cableado para las distancias existentes entre los equipos, así como las secciones de cables elegidas en función de las características anteriores:

TRAMO	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	C.d.t. máx (%)	S _{min}	Selegia normalizada	C.d.t. real (%)
Tramo 1	7	22,41	48	1	14,86	16	0,93
Tramo 2	11	44,82	48	2	23,34	25	1,87
Tramo 3	2,5	44,82	48	0,5	21,22	25	0,42
Tramo 4	2	136	48	1	25,76	35	0,74

1.6.1.2. Corriente alterna

Solo existirá a efectos de dimensionamiento del proyecto que nos ocupa el tramo que va desde la salida del inversor hasta el equipo de medida.

La expresión utilizada para el cableado de alterna trifásica es la que se expone a continuación:



$$S = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot U \cdot \Delta U} \right)$$

Donde:

ΔU	Caída de tensión en la línea [V]
I	Intensidad nominal [A]
γ	Conductividad del Cu [m/Ω.mm ²]
L	Longitud del conductor [m]
S	Sección del conductor [mm ²]
U	Tensión del sistema [V]
$\cos \varphi$	Factor de potencia. Se considera 1

En la siguiente tabla se detallan el tramo para el que se ha dimensionado el cableado para las distancias existentes entre los equipos:

TRAMO	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	C.d.t. máx (%)	S_{\min}	Selegia normalizada	C.d.t. real (%)
Inv-EM	3	136	400	0,5	6,42	35	0,09

1.6.2. CRITERIO TÉRMICO

El presente proyecto tiene en cuenta el criterio térmico especificado en la ITC-BT-07, ITC-BT-19 según el tipo de instalación, a efectos de la intensidad máxima admisible y la temperatura máxima que soportará el cable en función del régimen de funcionamiento al que se vea sometido y de su aislamiento.

1.6.2.1. Corriente continua

Los cables tendrán una sección tal que la intensidad máxima admisible de los mismos sea superior al 125% de la máxima intensidad del generador, o sea, la I_{SC} (Intensidad de cortocircuito) (Según REBT ITC-BT-40).

$$I_{\text{cond, mod}} > 1,25 \cdot I_{\text{cc, mod}}$$

Donde:

$I_{\text{cond, mod}}$	Intensidad máxima en los conductores [A]
$I_{\text{cc, mod}}$	Intensidad de cortocircuito del módulo [A]



TRAMO	I_{\max} (A)	$125\%I_{cc,\max}$ (A)	$S_{\text{elegida normalizada}}$	$I_{\max \text{ adm cond}}$ (A)	$I_{\text{adm}} > 125\%I_{\max}$
Tramo 1	24,27	30,3375	16	103,5	CUMPLE
Tramo 2	48,54	60,675	25	155,23	CUMPLE
Tramo 3	48,54	60,675	25	139,5	CUMPLE
Tramo 4	136	170	35	171	CUMPLE

Para el tramo 4, la intensidad de las baterías al inversor debe ser igual a la intensidad total absorbida por la instalación receptora.

$$I_{\text{acum-recept}} = 1,25 \cdot I_{\text{máx.inv}} = 1,25 \cdot \frac{P_{\text{inv}}}{V_{\text{min acum}} \cdot \eta_{\text{inv}}}$$

Donde:

$I_{\text{acum-recep}}$	Intensidad del acumulador a receptores (A)
I_{maxinv}	Intensidad del inversor a receptores (A)
P_{inv}	Potencia del inversor régimen constante (W)
$V_{\text{min acum.}}$	Tensión mínima del sistema de acumulación (V)
η_{inv}	Rendimiento del inversor (%)

$$I_{\text{acum-recept}} = 1,25 \cdot I_{\text{máx.inv}} = 1,25 \cdot \frac{4500}{45,5 \cdot 0,95} = 105,1 \text{ A}$$

1.6.2.2. Corriente alterna

Se comprueba la intensidad máxima del mismo modo que en corriente continua. Utilizando a efectos de intensidad máxima admisible la tabla 1 de la ITC 19-BT-REBT para instalaciones interiores o receptoras en montaje de cables unipolares separados mínimo el diámetro del cable.

TRAMO	I_{\max} (A)	$125\%I_{cc,\max}$ (A)	$S_{\text{elegida normalizada}}$	$I_{\max \text{ adm cond}}$ (A)	$I_{\text{adm}} > 125\%I_{\max}$
Inv-EM	136	170	35	206	CUMPLE

Se adopta la sección de 35 mm² al ser más restrictivo este criterio que el de caída de tensión para este tramo en cuestión.



1.6.3. SECCIÓN DE LA LÍNEA DEL AEROGENERADOR A SU REGULADOR

El fabricante del aerogenerador nos proporciona ya una tabla sobre las secciones a utilizar, en función de la longitud de la línea y de la corriente que transporte, escogiendo la sección de **3x16 mm²**.

Amperios máximos por fase	Amperios máximos 3 fases	Medidas mínimas recomendadas (mm)		
		Hasta 30 m	Hasta 60 m	Hasta 90 m
42	126	3 x 16	3 x 16	3 x 25
21	63	3 x 10	3 x 10	3 x 16
16	48	3 x 10	3 x 10	3 x 10
11	33	3 x 6	3 x 6	3 x 6
5	15	3 x 4	3 x 4	3 x 6

Tabla. Tabla de conductores del mini-aerogenerador

1.6.4. SECCIÓN DE LA LÍNEA DEL REGULADOR DEL AEROGENERADOR A LAS BATERÍAS

Al no tener información técnica del tipo de rectificador utilizado, solo sabemos que se encarga de rectificar la corriente alterna del aerogenerador a corriente continua para su almacenamiento en las baterías.

En el caso más desfavorable, la máxima potencia que el aerogenerador será capaz de suministrar será de: $P=6400$ W;

$$P_{\text{aerogen}} = U_{\text{sistema}} \cdot I_{\text{aerogen,cc}} \cdot \cos\varphi;$$

Por lo tanto, la intensidad que circulará por el conductor desde el regulador eólico hasta las baterías será:

$$I_{\text{aerogen,cc}} = \frac{P_{\text{aerogen}}}{U_{\text{sistema}} \cdot \cos\varphi} = \frac{6400}{48 \cdot 1} = 133,34 \text{ A};$$

El dimensionado del conductor que irá desde el regulador del aerogenerador hasta las baterías, se hará siguiendo los criterios: Intensidad máxima admisible por los conductores y Caída de tensión máxima admisible.



1.6.4.1. Criterio de caída de tensión

1.6.4.1.1. Corriente continua

La sección de los cables debe ser tal que las máximas caídas de tensión en ellos, comparada con la tensión nominal a la que estén trabajando esté por debajo del 0,5% de la tensión del sistema.

La expresión utilizada para el cableado de continua es la que se expone a continuación:

$$S = \left(2 \cdot I \cdot L / \gamma \cdot U \cdot \Delta U \right)$$

Donde:

ΔU	Caída de tensión máxima admisible en la línea [%]
I	Intensidad nominal [A]
γ	Conductividad del Cu [m/Ω.mm ²]
L	Longitud del conductor [m]
S	Sección del conductor [mm ²]
U	Tensión del sistema [V]

Se tomará como valor para la conductividad del cobre el correspondiente a la temperatura de 90°C, siendo éste de 44 m/Ωmm², como caso más desfavorable.

Puesto que a través de esta expresión se obtendrá la sección mínima del cable para evitar que las pérdidas superen los límites permitidos, siempre se sobredimensionará la sección del cable hasta la normalizada inmediatamente superior a las recomendadas por los fabricantes de los equipos instalados.

En la siguiente tabla se detallan el tramo para el que se ha dimensionado el cableado para distancia existente entre equipos, así como la sección de cable elegida en función de las características anteriores:

TRAMO	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	C.d.t. máx (%)	S_{\min}	Selegia normalizada	C.d.t. real (%)
Reg eolic-bat	2,5	133,34	48	0,5	63,13	70	0,45



1.6.4.2. Criterio térmico

El presente proyecto tiene en cuenta el criterio térmico especificado en la ITC-BT-07, ITC-BT-19 según el tipo de instalación, a efectos de la intensidad máxima admisible y la temperatura máxima que soportará el cable en función del régimen de funcionamiento al que se vea sometido y de su aislamiento.

1.6.4.2.1. Corriente continua

Los cables tendrán una sección tal que la intensidad máxima admisible de los mismos sea superior al 125% de la máxima intensidad del generador.

$$I_{\text{cond, mod}} > 1,25 \cdot I_{\text{sc, mod}}$$

Donde:

$I_{\text{cond, mod}}$ Intensidad máxima en los conductores [A]
 $I_{\text{sc, mod}}$ Intensidad de cortocircuito del módulo [A]

TRAMO	I_{max} (A)	$125\%I_{\text{cc, max}}$ (A)	$S_{\text{elegida normalizada}}$	$I_{\text{max adm cond}}$ (A)	$I_{\text{adm}} > 125\%I_{\text{max}}$
Reg _{ecolic-bat}	133,34	166,675	70	256,5	CUMPLE

1.7. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA

Para la puesta a tierra de la instalación se debe estimar la resistencia del terreno. Para determinar aproximadamente la resistencia de tierra se tendrá en cuenta la ITC-BT-18, del Reglamento Electrotécnico de Baja de Tensión, donde se establece las diferentes naturalezas del terreno. A cada tipo de terreno le corresponde un valor de resistividad, según el método de puesta a tierra realizado le corresponderá una expresión. El método elegido es el del electrodo de pica vertical y como conductor enterrado horizontalmente.

a) En el caso de la pica vertical:

$$R = r/n \cdot L$$

b) En el caso del conductor enterrado horizontalmente:

$$R = 2 \cdot r/L$$



Donde:

R	Resistencia de tierra [Ω]
r	Resistividad del terreno [$m \cdot \Omega$]
n	Número de picas [unidades]
L	Longitud de la pica por (a) [m], Longitud del conductor por (b) [m]

Naturaleza del terreno = terreno cultivable y fértil

Resistividad del terreno = $50 m \cdot \Omega$

Número de picas clavadas verticalmente = 1

Longitud de las picas = 2 m

Longitud del conductor enterrado = 4 m

$$R_{\text{vertical}} = 50 / (2 \cdot 2) = 12,5 \Omega$$

$$R_{\text{horizontal}} = (2 \cdot 50) / 4 = 25 \Omega$$

Para determinar la resistencia de tierra total tendremos en cuenta que estamos en el caso de dos resistencias en paralelo:

$$R_T = (25 \cdot 25) / (25 + 25) = 12,5 \Omega$$

La resistencia de tierra tiene que ser tal que cualquier masa pueda dar a lugar tensiones de contacto superiores a 24 V en un local o emplazamiento de un conductor, o 50 V en los demás casos.

Para una protección diferencial de 30 mA = 0,03^a, tenemos que:

$$V = R_T \cdot I = 12,5 \cdot 0,03 = 0,375 V < 24 V$$

En cuanto a los conductores de protección, la sección a utilizar tiene que ser como mínimo:

- 16 mm² para la línea principal de tierra con conductor de cobre.
- 35 mm² para los conductores de cobre sin aislamiento enterrados horizontalmente.



1.8.PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

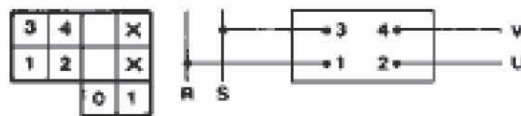
Las protecciones a utilizar de la línea de corriente continua y alterna (aerogenerador) se efectuarán con interruptores automáticos y dispositivos de protección contra sobretensiones.

Se instalarán dos interruptores de conexión y desconexión, uno entre el campo de paneles fotovoltaico y su regulador (dc) y otro entre el mini-aerogenerador y su regulador (ac). Permitirán apertura y cierre de circuitos en carga y seccionamiento.

- 1) Interruptor bipolar que irá entre el campo de paneles fotovoltaico y su regulador tendrá una intensidad nominal de 63 A, superior a la calculada en el apartado 1.3.5. (61,95 A).



Figura. Interruptor bipolar de 63 A



Esquema. Esquema de conexión

- 2) Interruptor tripolar que irá entre el mini-aerogenerador y su regulador tendrá una intensidad de empleo de 125 A.



Figura. Interruptor tripolar 125 A



Esquema. Esquema de conexión



Los parámetros utilizados para elegir los magnetotérmicos son los siguientes:

- $I_{rpm} < I_n < I_{max}$

Donde:

I_{rpm}	Intensidad en régimen permanente [A]
I_{max}	Intensidad máxima por el conductor [A]

- $PdC > I_{sc}$

Donde:

PdC	Poder de corte del dispositivo [A]
I_{sc}	Intensidad de cortocircuito [A]

3) Línea dc (sección de 16 mm^2) entre los módulos fv

Intensidad nominal: $24,27 \text{ A} < I_n < 103,5 \text{ A}$

Aunque el caso de intensidad de cortocircuito más desfavorable se da en los bornes de las baterías, para este tramo solo se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito máxima aportada por los módulos debido a que entre las baterías y el conductor en cuestión se encuentra el regulador solar diseñado para permitir solo el paso de la corriente en sentido contrario.

$I_{scmax} = 8,09 \text{ A}$

Poder de corte: $PdC > 8,09 \text{ A}$

Se selecciona el interruptor automático bipolar de la casa Scheneider, K60N curva C de I_n de 32 A y de 6 KA de PdC .

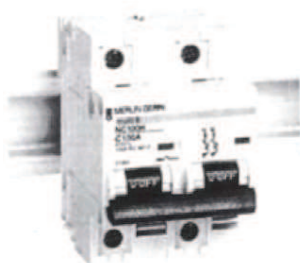


Figura. Magneto térmico bipolar



Esquema. Esquema de conexión



- 4) Línea dc (sección de 25 mm²) entre los módulos fv y el regulador solar

Intensidad nominal: 44,82 A < In < 155,23 A

Aunque el caso de intensidad de cortocircuito más desfavorable se da en los bornes de las baterías, para este tramo solo se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito máxima aportada por los módulos debido a que entre las baterías y el conductor en cuestión se encuentra el regulador solar diseñado para permitir solo el paso de la corriente en sentido contrario.

$$I_{scmax} = 8,09 \cdot 6 = 48,54 \text{ A}$$

$$\text{Poder de corte: } PdC > 48,54 \text{ A}$$

Se selecciona el interruptor automático bipolar de la casa Scheneider, C60N curva C de In de 63 A y de 10 KA de PdC.

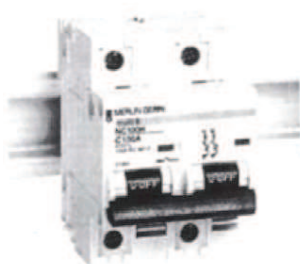


Figura. Magneto térmico bipolar



Esquema. Esquema de conexión

- 5) Línea dc (sección de 25 mm²) entre el regulador solar y la batería

$$\text{Intensidad nominal: } 44,82 \text{ A} < I_n < 139,5 \text{ A}$$

La intensidad de cortocircuito más desfavorable se da en los bornes de las baterías:

$$I_{SC} = V / R_{batería} = 48 / 0,0096 = 5000 \text{ A}$$

$$I_{scmax} = 5 \text{ kA}$$

$$\text{Poder de corte: } PdC > 5Ka$$



Se selecciona el interruptor automático bipolar de la casa Scheneider, C60N de In de 63 A y de 10 kA de PdC.

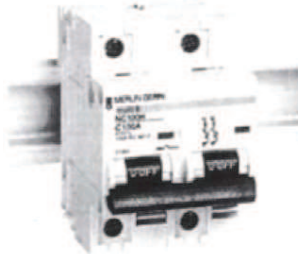


Figura. Magneto térmico bipolar



Esquema. Esquema de conexión

6) Línea dc (sección de 35 mm²) entre las baterías y el inversor

Intensidad nominal: 136 < In < 171 A

La intensidad de cortocircuito más desfavorable se da en los bornes de las baterías.

$$I_{SC} = V/R_{batería} = 48/0,0096 = 5000 \text{ A}$$

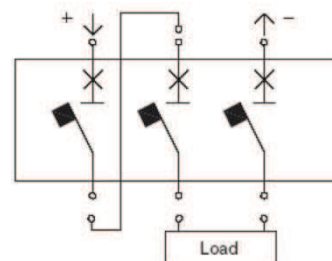
Iscmax = 5 kA

Poder de corte: PdC > 5 kA

Se selecciona el interruptor automático tripolar (adaptado a 2p) NG160F de la casa Scheneider de In de 160 A y de 36 kA de PdC.



Figura. Magneto térmico NG160F



Esquema. Esquema de conexión



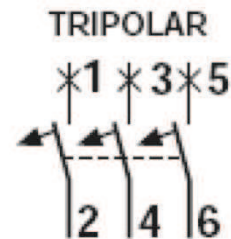
- 7) Línea ac (sección de $3 \times 16 \text{ mm}^2$) entre el aerogenerador y el regulador eólico

Intensidad nominal: $I_n < 126 \text{ A}$

Se selecciona el interruptor automático bipolar de la casa Scheneider, C120N de I_n de 100 A y de 10 kA de PdC.



Figura. Magneto térmico tripolar



Esquema. Esquema de conexión

- 8) Línea dc (sección de 70 mm^2) entre el regulador del aerogenerador y las baterías

Intensidad nominal: $133.34 \text{ A} < I_n < 256,5 \text{ A}$

La intensidad de cortocircuito más desfavorable se da en los bornes de las baterías.

$$I_{SC} = V / R_{batería} = 48 / 0,0096 = 5000 \text{ A}$$

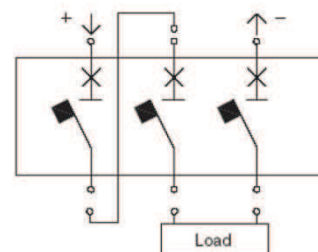
$I_{scmax} = 5 \text{ kA}$

Poder de corte: $PdC > 5 \text{ kA}$

Se selecciona el interruptor automático tripolar (adaptado a 2p) NG160F de la casa Scheneider de I_n de 160 A y de 36 kA de PdC.



Figura. Magneto térmico NG160F



Esquema. Esquema de conexión



9) Dispositivos de protección contra sobretensiones en los generadores fotovoltaico y eólico



Figura. Dispositivo de protección contra sobretensiones para el generador fotovoltaico



Figura. Dispositivo de protección contra sobretensiones para el generador eólico

Los interruptores automáticos se han seleccionado para que exista selectividad. Que haya selectividad significa que ante un posible cortocircuito en un punto determinado de la instalación, actuará la protección más cercana al fallo, y no el resto de protecciones situadas aguas arriba de ese punto.

Esto permitirá que el resto de elementos no involucrados en el defecto sigan en servicio.

Siendo las curvas características de los interruptores automáticos las siguientes (la curva superior de las gráficas corresponde a la actuación en frío y la interior la de actuación en caliente).

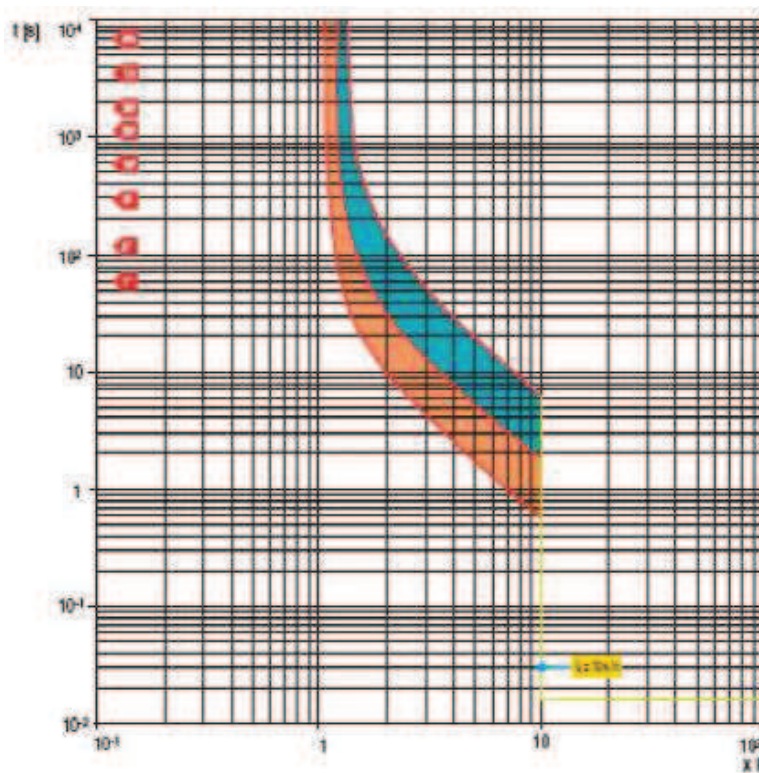


Figura. Curvas tiempo-corriente

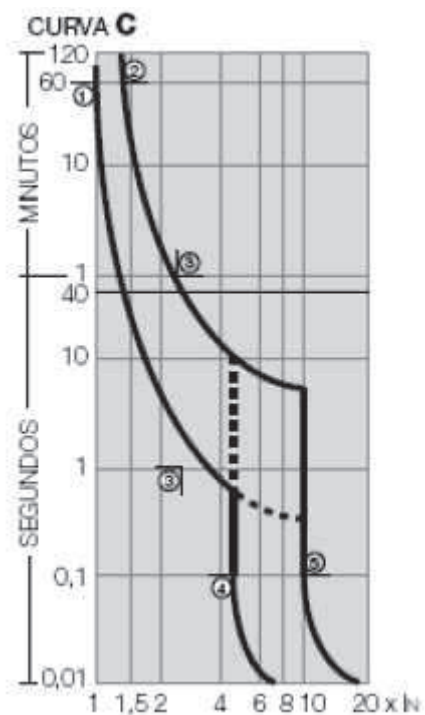
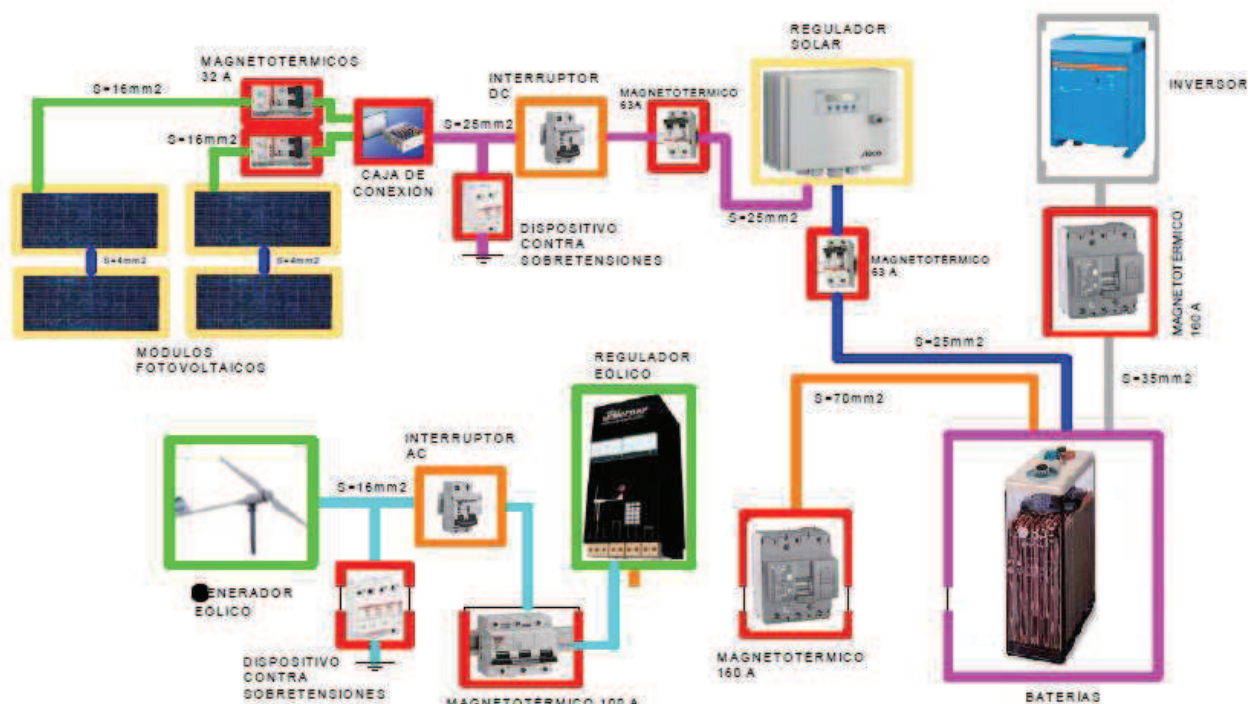


Figura. Curva tiempo-corriente



Esquema de la instalación fotovoltaica-eólica



1.9.CONCLUSIONES

Una vez hecha la revisión de los elementos técnicos. Hay que explicar que este tipo de inversiones son rentables a largo plazo dada su naturaleza autónoma, ya que no depende de la red convencional de distribución eléctrica.

Se ha buscado una combinación mixta para cada tipo de generación de energía, eólica-fotovoltaica en el caso eléctrico para suplir así las posibles carencias de una u otra fuente generadora sol/viento.

No hace falta decir tampoco que el actual nivel de consumo energético es insostenible y que el ya gastado título de cambio climático no hace mella aún en la sociedad y los síntomas ya los estamos padeciendo: inviernos cada vez más calurosos, lluvias escasas, cambios drásticos de temperatura ...

Doy las gracias al tutor Miguel Pérez Agustí por el apoyo e información que me ha dado a la hora de realizar este pfc.

En Sevilla, Junio de 2015

Francisco Javier Márquez Martín

PROYECTO FIN DE CARRERA INSTALACIÓN HÍBRIDA FOTOVOLTAICA-EÓLICA PARA VIVIENDA AISLADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MARCHENA (SEVILLA)