

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

ÍNDICE GENERAL
MEMORIA DESCRIPTIVA
MEMORIA DE CÁLCULO
ANEXOS
PLANOS
PLIEGO DE CONDICIONES
ESTADO DE MEDICIONES
PRESUPUESTOS
ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



INTRODUCCIÓN - RESUMEN

Los compromisos adquiridos por los países desarrollados, en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, a través del protocolo de Kioto, les obliga a promocionar el uso de las energías renovables.

No obstante, la proyección de futuro que tienen las energías renovables, no obedece únicamente a la aprobación de normativa específica y a la implantación de políticas activas por parte de algunos de los países firmantes del citado protocolo.

Al margen de modelos productivos o económicos más o menos innovadores, en la actualidad el uso de las energías renovables emerge con fuerza entre la ciudadanía como una nueva filosofía, que desea conjugar el bienestar social con el desarrollo energético sostenible.

En ese sentido, aumenta cada año la instalación de equipos de mediana o pequeña potencia, para producir energía eléctrica "limpia", que posteriormente se entrega a la red (lo que se conoce como generación distribuida), o que se aprovecha para consumos autónomos.

Precisamente, el presente proyecto tiene como objetivo desarrollar una instalación eléctrica autónoma, mediante el uso de energías renovables, en el Centro Canino Berquier, ubicado en la Zona Media de Navarra.

Aunque el Centro Canino Berquier se encuentra en una zona relativamente aislada, existe la posibilidad de conectarse a la red convencional de suministro eléctrico.

Sin embargo, por expreso deseo de los propietarios, se procede al diseño de un sistema de abastecimiento eléctrico aislado de la red, mediante el uso de energías renovables.

Entre las opciones de abastecimiento doméstico renovable, tras un análisis preliminar de los recursos existentes en el emplazamiento del Centro Canino Berquier, se opta por una instalación híbrida eólica fotovoltaica autónoma, respaldada por un grupo electrógeno.

Puntos tratados:

- Estimación de los consumos del Centro Canino Berquier.
- Caracterización del potencial eólico, evaluación y selección de la turbina eólica.
- Radiación solar disponible, dimensionado, inclinación y orientación del generador FV.
- Determinación de la capacidad de las baterías y del resto de componentes del sistema.
- Cálculo del cableado y elementos de protección.
- Esquema de conexiones.

Documentos:

- Memoria descriptiva con el planteamiento del proyecto y la presentación de resultados.
- Memoria de cálculo con el dimensionado del conjunto de la instalación.
- Planos de emplazamiento, descriptivos y de conexionado de los componentes.
- Pliego de condiciones técnicas en cuanto a la ejecución de las obras.
- Mediciones y presupuesto de la instalación.

Para finalizar, cabe comentar, que para el desarrollo del presente proyecto se ha profundizado exhaustivamente tanto en la estimación de los recursos renovables existentes, como en los procedimientos para dimensionar correctamente el sistema híbrido autónomo.

Por lo tanto, si bien el proyecto no aporta valor añadido en cuanto a la solución adoptada, (se ha empleado una tecnología técnicamente evaluada y económicamente viable), resulta recomendable como guía a la hora de afrontar proyectos de abastecimiento similares al nuestro.



HOJA DE IDENTIFICACIÓN

Título del proyecto:

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

Código de identificación del proyecto:

TFG-001

Emplazamiento de las instalaciones objeto del proyecto:

Centro Canino Berquier
Punto kilométrico 5,5 de la carretera comarcal NA-6020 (Carrascal – Artajona)
Añorbe (NAVARRA)

Coordenadas UTM → 30T 665638,82 / 4651711,06

Trabajo Fin de Grado:

ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA – SAN SEBASTIAN (UPV – EHU)

TUTOR:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

ALUMNO:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en
Fecha

INGENIERIA ELECTRICA
04/07/2015

Gradua
Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

ÍNDICE GENERAL

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



ÍNDICE GENERAL

Documento 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO	17
1.1 OBJETIVOS GENERALES	17
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	17
2. ALCANCE	18
3. ANTECEDENTES	19
3.1 LAS ENERGIAS RENOVABLES	19
3.1.1 Energías alternativas – energías renovables.....	19
3.1.2 Tipos de energías renovables	19
3.1.3 Las energías alternativas y el desarrollo sostenible	19
3.1.4 Ventajas y desventajas del desarrollo sostenible	20
3.1.5 Situación y proyección futura de las energías renovables a nivel mundial	21
3.2 LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	23
3.2.1 La energía solar	23
3.2.2 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica	23
3.2.3 El efecto fotovoltaico	23
3.2.4 La célula solar fotovoltaica	24
3.2.5 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	25
3.2.6 Situación actual de la energía solar fotovoltaica.....	25
3.3 EL GENERADOR FOTOVOLTAICO	26
3.3.1 El módulo fotovoltaico	26
3.3.2 Elementos de un módulo fotovoltaico	27
3.3.3 Curva característica intensidad – tensión de los módulos fotovoltaicos.....	28
3.3.4 El generador fotovoltaico.....	29
3.3.5 Estructura soporte del generador fotovoltaico	29
3.4 LA ENERGÍA MINIEÓLICA	31
3.4.1 La energía eólica	31
3.4.2 Ventajas y desventajas de la energía eólica.....	31
3.4.3 La generación eólica	31
3.4.4 La tecnología mini-eólica.....	32
3.4.5 Estado actual de la generación de energía eólica	33
3.5 EL AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA.....	34
3.5.1 Configuraciones	34
3.5.2 Componentes principales de un aerogenerador	35
3.5.3 Rotor.....	35
3.5.4 Generador eléctrico	35
3.5.5 Regulación de los aerogeneradores de pequeña potencia	36
3.5.6 Sistemas de orientación	37
3.5.7 Torre soporte.....	37
3.5.8 Potencia eólica disponible y potencia aprovechable por el aerogenerador.....	37
3.5.9 Curva de potencia de un aerogenerador	38
3.6 RENOVABLES EN EL CENTRO CANINO BERQUIER	39
3.6.1 Emplazamiento del Centro Canino Berquier.....	39
3.6.2 Equipamiento y actividad del Centro Canino Berquier	39
3.6.3 Datos climatológicos y recurso eólico y solar disponible	40
4. NORMAS Y REFERENCIAS	41
4.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS DE REFERENCIA	41



4.2 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41
4.3 REFERENCIAS DE INTERNET	42
4.4 PROGRAMAS DE CÁLCULO	42
<u>5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....</u>	43
5.1 DEFINICIONES	43
5.1.1 Recurso eólico.....	43
5.1.2 Radiación solar.....	43
5.1.3 Generadores mini-eólicos	43
5.1.4 Generadores fotovoltaicos	43
5.1.5 Acumuladores de plomo-ácido.....	44
5.1.6 Reguladores de carga.....	44
5.1.7 Inversores.....	44
5.2 ABREVIATURAS	45
<u>6. REQUISITOS DE DISEÑO</u>	46
6.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO CANINO BERQUIER	46
6.1.1 Edificación principal.....	46
6.1.2 Aparcamiento para clientes.....	47
6.1.3 Zona de adiestramiento.....	47
6.1.4 Zona de “boxes”	47
6.2 DETERMINACION DE LOS CONSUMOS	47
6.2.1 Demanda eléctrica y potencia instalada	47
6.2.2 Distribución de la demanda en el tiempo	49
6.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS.....	49
6.3.1 Emplazamiento de la estación meteorológica Carrascal GN.....	49
6.3.2 Temperaturas	50
6.3.3 Viento	50
6.3.4 Radiación solar.....	52
<u>7. ANALISIS DE SOLUCIONES</u>	54
7.1 ALTERNATIVAS PLANTEADAS	54
7.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	54
7.3 EVALUACION DE ALTERNATIVAS	55
7.3.1 Conexión a la red eléctrica.....	55
7.3.2 Instalación solar fotovoltaica aislada sin sistema de generación auxiliar	55
7.3.3 Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar	55
7.3.4 Instalación híbrida eólica fotovoltaica con generador de apoyo	56
7.4 SOLUCION ADOPTADA	56
<u>8. RESULTADOS FINALES.....</u>	57
8.1 EL SISTEMA HIBRIDO EOLICO FOTOVOLTAICO	57
8.1.1 Arquitectura	57
8.1.2 Funcionamiento	59
8.2 DESCRIPION TÉCNICA DEL SISTEMA HIBRIDO PROYECTADO	60
8.2.1 El sistema híbrido del Centro Canino Berquier	60
8.2.2 Aerogenerador	61
8.2.3 Generador fotovoltaico	62
8.2.4 Acumulador eléctrico.....	63
8.2.5 Reguladores de carga	64
8.2.6 Inversor.....	65
8.2.7 Grupo electrógeno.....	66



8.2.8 Control del sistema híbrido autónomo	67
8.2.9 Cableado y tubos de protección	68
8.2.10 Elementos de protección	69
8.2.11 Torre del aerogenerador	71
8.2.12 Estructura soporte generador fotovoltaico	72
8.3 ESQUEMA UNIFILAR Y CONEXIONADO DEL SISTEMA HIBRIDO	73
8.3.1 Esquema unifilar	73
8.3.2 Conexionado	73
9. PLANIFICACIÓN	74
10. ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS BÁSICOS	76

Documento 2: MEMORIA DE CÁLCULO

1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA, DATOS DE PARTIDA	80
1.1 BALANCE ENTRE GENERACIÓN Y BATERÍAS	80
1.2 DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS	81
1.2.1 Requisitos de diseño	81
1.2.2 Demanda eléctrica y potencia instalada	81
1.2.3 Distribución de los consumos en el tiempo	83
1.2.4 Determinación de la tensión de funcionamiento	84
1.2.5 Rendimiento del sistema híbrido y consumo real de energía	84
1.3 UBICACIÓN DEL CENTRO CANINO BERQUIER	85
2. ENERGIA EÓLICA Y SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	86
2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA, MODELO TEÓRICO	86
2.1.1 Naturaleza del viento	86
2.1.2 Mediciones del viento	86
2.1.3 Variaciones estacionales y diarias del viento	86
2.1.4 Distribución de direcciones y de probabilidad de velocidades del viento	87
2.1.5 Métodos para determinar los parámetros de forma (k) y escala (A) de Weibull	88
2.1.6 Perfil vertical de la velocidad del viento	90
2.1.7 Estimación de la energía eólica disponible	90
2.2 POTENCIAL EÓLICO EN EL CENTRO CANINO BERQUIER	91
2.2.1 Recurso eólico, datos diezminutales	92
2.2.2 Caracterización del recurso eólico en la estación meteorológica Carrascal GN	92
2.2.3 Caracterización del recurso eólico en el Centro Canino Berquier	96
2.3 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	100
2.3.1 Aerogeneradores evaluados	100
2.3.2 Aerogenerador seleccionado	104
3. ENERGÍA SOLAR Y SELECCIÓN DEL GENERADOR FV	106
3.1 CARACTERIZACION DE LA ENERGÍA SOLAR, MODELO TEÓRICO	106
3.1.1 Naturaleza de la energía solar	106
3.1.2 Componentes de la radiación solar	106
3.1.3 Estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada	108
3.2 RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE EN EL CENTRO CANINO BERQUIER	108
3.2.1 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico	109
3.2.2 Irradiación sobre el generador fotovoltaico	113
3.3 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	113
3.3.1 Demanda eléctrica para el generador FV	113
3.3.2 Dimensionado del generador	114



3.3.3 Selección del módulo fotovoltaico	117
3.3.4 Número de módulos FV necesarios	119
<u>4. ENERGÍA PRODUCIDA POR EL GENERADOR HIBRIDO</u>	<u>122</u>
<u>5. CÁLCULO DEL RESTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA</u>	<u>123</u>
5.1 ACUMULADOR ELÉCTRICO	123
5.2 REGULADOR DE CARGA	124
5.2.1 Regulador eólico	124
5.2.2 Regulador solar	124
5.3 INVERSOR - CARGADOR	126
5.4 GRUPO ELECTRÓGENO	127
5.5 CONTROL DEL SISTEMA HÍBRIDO	128
5.5.1 Red VE.net	128
5.5.2 Red VE.bus	128
5.5.3 Panel de control BPP2	129
<u>6. CABLEADO Y ELEMENTOS DE PROTECCION</u>	<u>130</u>
6.1 CÁLCULO DEL CABLEADO	130
6.1.1 Cálculo de la sección del cableado	131
6.1.2 Tramo generador eólico – regulador eólico	131
6.1.3 Tramo generador fotovoltaico – regulador solar	132
6.1.4 Tramo regulador eólico – panel fusibles DC	132
6.1.5 Tramo regulador solar – panel fusibles DC	132
6.1.6 Tramo baterías – panel de fusibles DC	132
6.1.7 Tramo panel de fusibles DC – inversores conectados en paralelo	133
6.1.8 Tramo grupo electrógeno – inversores	133
6.1.9 Tramo inversores – CGBT	133
6.2 CANALIZACIONES O TUBOS DE PROTECCIÓN	134
6.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	135
6.3.1 Instalación en CC	135
6.3.2 Instalación en CA	136
6.4 TABLA RESUMEN DE CABLEADO Y PROTECCIONES	136
<u>7. CONEXIONADO DE LA INSTALACION HÍBRIDA</u>	<u>138</u>
 Documento 3: ANEXOS - HOJAS DE CARACTERÍSTICAS	
<u>1. GENERADOR EÓLICO</u>	<u>141</u>
1.1 CARÁCTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR	141
1.2 FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR EÓLICO	142
1.3 TORRE AEROGENERADOR	147
<u>2. GENERADOR FOTOVOLTAICO</u>	<u>148</u>
2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO	148
2.2 REGULADOR SOLAR	150
2.3 SOPORTE MODULOS	151
<u>3. ACUMULADOR ELÉCTRICO</u>	<u>152</u>



<u>4. INVERSORES</u>	<u>154</u>
<u>5. CONTROL VE.NET</u>	<u>156</u>
<u>6. CABLEADO Y PROTECCIONES.....</u>	<u>160</u>
6.1 CABLEADO CC	160
6.2 CABLEADO CA.....	161
6.3 PROTECCIONES	163
6.4 CAJA DE CONEXIONES.....	167

Documento 4: PLANOS

<u>SITUACIÓN</u>	<u>170</u>
<u>EMPLAZAMIENTO C. CANINO BERQUIER</u>	<u>171</u>
<u>PLANO SITUACIÓN GENERADRES</u>	<u>172</u>
<u>DESCRIPTIVO PLANTA BAJA.....</u>	<u>173</u>
<u>DESCRIPTIVO PRIMERA PLANTA.....</u>	<u>174</u>
<u>DETALLE RECINTO ELECTRICO.....</u>	<u>175</u>
<u>E. UNIFILAR.....</u>	<u>176</u>
<u>CABLEADO INSTALACIÓN.....</u>	<u>177</u>

Documento 5: PLIEGO DE CONDICIONES

<u>1. OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES.....</u>	<u>181</u>
<u>2. LEGISLACION APLICABLE.....</u>	<u>182</u>
<u>3. RESPONSABILIDADES</u>	<u>183</u>
<u>4. EJECUCIÓN DE LA OBRA.....</u>	<u>184</u>
4.1 ETAPAS EN LA EJECUCIÓN DE LA OBRA	184
4.2 COMIENZO DE LA OBRA Y PLAZOS DE EJECUCIÓN	184
4.3 OBRAS COMPLEMENTARIAS	184
4.4 OBRA DEFECTUOSA.....	184
4.5 RECEPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	185
4.6 CONSERVACIÓN DE LA INSTALACION	185
4.7 MEDIOS AUXILIARES	185
4.8 LIBRO DE ORDENES	185
4.9 LIBRO DE INCIDENCIAS.....	185



<u>5. MODIFICACIONES O AMPLIACIÓN DEL PROYECTO POR CAUSAS IMPREVISTAS O DE FUERZA MAYOR.....</u>	186
<u>6. DISEÑO.....</u>	187
<u>7. COMPONENTES Y MATERIALES.....</u>	188
7.1 GENERALIDADES.....	188
7.2. AEROGENERADOR.....	188
7.3 TORRE DE SOPORTE DEL AEROGENERADOR.....	188
7.4 ZAPATA DE LA TORRE DEL AEROGENERADOR.....	189
7.5 REGULADOR DE CARGA EÓLICO.....	189
7.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	190
7.7 ESTRUCTURA SOPORTE.....	191
7.8 ACUMULADORES DE PLOMO-ACIDO.....	191
7.9 REGULADORES DE CARGA.....	192
7.10 INVERSOR.....	193
7.11 CARGAS.....	194
7.12 CABLEADO.....	195
7.13 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA.....	195
7.14 INSTALACIÓN INTERIOR.....	195
7.14.1 Conductores.....	195
7.14.2 Canalizaciones o tubos protectores.....	196
7.14.3 Cuadro de mando y protección.....	196
7.14.4 Aparatos de protección.....	196
<u>8. MANTENIMIENTO.....</u>	197
8.1 ASPECTOS GENERALES.....	197
8.2 MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.....	198
8.2.1 Inversores.....	198
8.2.2 Reguladores.....	198
8.2.3 Acumuladores.....	198
8.2.4 Cableado y canalizaciones.....	198
8.2.5 Protecciones.....	199
8.2.6 Puesta a tierra.....	199
8.2.7 Estructura soporte.....	199
8.2.8 Paneles solares.....	200
<u>9. GARANTÍA.....</u>	201
9.1 ÁMBITO GENERAL.....	201
9.2 PLAZOS.....	201
9.3 CONDICIONES ECONÓMICAS.....	201
9.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA.....	201
9.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN.....	202



Documento 6: ESTADO DE MEDICIONES

<u>1. ESTADO DE MEDICIONES DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA.....</u>	<u>205</u>
---	------------

Documento 7: PRESUPUESTO

<u>1. CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS</u>	<u>209</u>
<u>2. PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL.....</u>	<u>211</u>
<u>3. PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA</u>	<u>213</u>
<u>4. PRESUPUESTO GENERAL.....</u>	<u>215</u>

Documento 8: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

<u>1. ESTUDIO AMBIENTAL.....</u>	<u>218</u>
1.1 INTRODUCCIÓN	218
1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	218
1.3 DESCRIPCIÓN DEL MEDIO	218
1.3.1 Medio físico	218
1.3.2 Medio biológico	219
1.3.3 Medio socioeconómico.....	219
1.4 DEFINICIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES E IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS.....	219
1.4.1 Impactos relacionados con la ejecución de las obras.....	219
1.4.2 Impactos derivados de la explotación de la instalación	220
1.5 VALORACIÓN AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA.....	221
1.5.1 Valoración de impactos	221
1.5.2 Emisiones evitadas por el uso de sistemas híbridos	222
1.6 CONCLUSIONES	223
<u>2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD</u>	<u>224</u>
2.1 OBJETO	224
2.2 EMPRESA REALIZADORA.....	224
2.2.1 Características de la Instalación	224
2.2.2 Riesgos.....	225
2.2.3 Prevención de riesgos profesionales	225
2.3 PLIEGO DE CONDICIONES	226
2.3.1 Normativa aplicable	226
2.3.2 Funciones y obligaciones del personal.	227
2.3.3 Libro de incidencias.....	227
2.3.4 Paro de los trabajadores	228
2.3.5 Derechos de los trabajadores	228
2.3.6 Disposiciones mínimas de seguridad y salud que se deben aplicar en las obras.....	228

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



Documento 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO	17
1.1 OBJETIVOS GENERALES	17
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	17
2. ALCANCE	18
3. ANTECEDENTES	19
3.1 LAS ENERGIAS RENOVABLES	19
3.1.1 Energías alternativas – energías renovables	19
3.1.2 Tipos de energías renovables	19
3.1.3 Las energías alternativas y el desarrollo sostenible	19
3.1.4 Ventajas y desventajas del desarrollo sostenible	20
3.1.5 Situación y proyección futura de las energías renovables a nivel mundial	21
3.2 LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	23
3.2.1 La energía solar	23
3.2.2 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica	23
3.2.3 El efecto fotovoltaico	23
3.2.4 La célula solar fotovoltaica	24
3.2.5 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	25
3.2.6 Situación actual de la energía solar fotovoltaica	25
3.3 EL GENERADOR FOTOVOLTAICO	26
3.3.1 El módulo fotovoltaico	26
3.3.2 Elementos de un módulo fotovoltaico	27
3.3.3 Curva característica intensidad – tensión de los módulos fotovoltaicos.....	28
3.3.4 El generador fotovoltaico.....	29
3.3.5 Estructura soporte del generador fotovoltaico	29
3.4 LA ENERGÍA MINIEÓLICA	31
3.4.1 La energía eólica	31
3.4.2 Ventajas y desventajas de la energía eólica.....	31
3.4.3 La generación eólica	31
3.4.4 La tecnología mini-eólica.....	32
3.4.5 Estado actual de la generación de energía eólica	33
3.5 EL AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA.....	34
3.5.1 Configuraciones	34
3.5.2 Componentes principales de un aerogenerador	35
3.5.3 Rotor.....	35
3.5.4 Generador eléctrico	35
3.5.5 Regulación de los aerogeneradores de pequeña potencia	36
3.5.6 Sistemas de orientación	37
3.5.7 Torre soporte.....	37
3.5.8 Potencia eólica disponible y potencia aprovechable por el aerogenerador	37
3.5.9 Curva de potencia de un aerogenerador	38
3.6 RENOVABLES EN EL CENTRO CANINO BERQUIER	39
3.6.1 Emplazamiento del Centro Canino Berquier.....	39
3.6.2 Equipamiento y actividad del Centro Canino Berquier	39
3.6.3 Datos climatológicos y recurso eólico y solar disponible	40
4. NORMAS Y REFERENCIAS	41
4.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS DE REFERENCIA	41
4.2 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41
4.3 REFERENCIAS DE INTERNET	42



4.4 PROGRAMAS DE CÁLCULO	42
<u>5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS</u>	<u>43</u>
5.1 DEFINICIONES	43
5.1.1 Recurso eólico.....	43
5.1.2 Radiación solar.....	43
5.1.3 Generadores mini-eólicos	43
5.1.4 Generadores fotovoltaicos	43
5.1.5 Acumuladores de plomo-ácido.....	44
5.1.6 Reguladores de carga	44
5.1.7 Inversores.....	44
5.2 ABREVIATURAS	45
<u>6. REQUISITOS DE DISEÑO</u>	<u>46</u>
6.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO CANINO BERQUIER	46
6.1.1 Edificación principal.....	46
6.1.2 Aparcamiento para clientes.....	47
6.1.3 Zona de adiestramiento.....	47
6.1.4 Zona de “boxes”	47
6.2 DETERMINACION DE LOS CONSUMOS	47
6.2.1 Demanda eléctrica y potencia instalada	47
6.2.2 Distribución de la demanda en el tiempo	49
6.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS.....	49
6.3.1 Emplazamiento de la estación meteorológica Carrascal GN.....	49
6.3.2 Temperaturas	50
6.3.3 Viento	50
6.3.4 Radiación solar.....	52
<u>7. ANALISIS DE SOLUCIONES</u>	<u>54</u>
7.1 ALTERNATIVAS PLANTEADAS	54
7.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	54
7.3 EVALUACION DE ALTERNATIVAS	55
7.3.1 Conexión a la red eléctrica.....	55
7.3.2 Instalación solar fotovoltaica aislada sin sistema de generación auxiliar	55
7.3.3 Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar	55
7.3.4 Instalación híbrida eólica fotovoltaica con generador de apoyo	56
7.4 SOLUCION ADOPTADA	56
<u>8. RESULTADOS FINALES.....</u>	<u>57</u>
8.1 EL SISTEMA HIBRIDO EOLICO FOTOVOLTAICO	57
8.1.1 Arquitectura	57
8.1.2 Funcionamiento	59
8.2 DESCRIPION TÉCNICA DEL SISTEMA HIBRIDO PROYECTADO	60
8.2.1 El sistema híbrido del Centro Canino Berquier	60
8.2.2 Aerogenerador	61
8.2.3 Generador fotovoltaico	62
8.2.4 Acumulador eléctrico	63
8.2.5 Reguladores de carga	64
8.2.6 Inversor.....	65
8.2.7 Grupo electrógeno.....	66
8.2.8 Control del sistema híbrido autónomo	67
8.2.9 Cableado y tubos de protección.....	68
8.2.10 Elementos de protección.....	69



8.2.11 Torre del aerogenerador	71
8.2.12 Estructura soporte generador fotovoltaico	72
8.3 ESQUEMA UNIFILAR Y CONEXIONADO DEL SISTEMA HIBRIDO	73
8.3.1 Esquema unifilar.....	73
8.3.2 Conexionado	73
<u>9. PLANIFICACIÓN</u>	<u>74</u>
<u>10. ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS BÁSICOS</u>	<u>76</u>



1. OBJETO

El proyecto titulado “Abastecimiento eléctrico autónomo mediante energías renovables, de un Centro Canino en la Zona Media Navarra” es un Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica, de la Escuela Politécnica de Donostia – San Sebastián (UPV), con los siguientes objetivos:

1.1 OBJETIVOS GENERALES

Fomentar el desarrollo energético sostenible, diseñando un sistema de abastecimiento eléctrico para una instalación doméstica, mediante el uso de energías renovables.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar los recursos renovables eólicos y solares en la ubicación dada.
- Establecer la opción de generación eléctrica apropiada (solar, eólica o híbrida)
- Calcular unos consumos ajustados y eficientes, para una instalación sostenible.
- Exponer la metodología empleada para el dimensionado de los generadores eólico y solar, así como del resto de componentes del sistema híbrido.
- Comprobar el correcto dimensionado de la instalación.
- Presentar el presupuesto y la rentabilidad del sistema.



2. ALCANCE

El ámbito de aplicación del proyecto se centra en abastecer la demanda eléctrica del Centro Canino Berquier, mediante un sistema aislado de la red y el uso de energías renovables.

El Centro Canino Berquier, se encuentra en la localidad de Añorbe (Zona Media de Navarra), y sus instalaciones comprenden una residencia canina, una consulta veterinaria y una vivienda.

La instalación de energía eléctrica, mediante un sistema de generación, almacenamiento y distribución, será la adecuada para garantizar un suministro en cantidad y calidad suficiente, en relación al consumo estimado.

La distribución de energía eléctrica se ha diseñado únicamente, hasta la entrada del CGBT de la edificación principal, que ya dispone de los elementos de mando y protección correspondientes a una instalación eléctrica con un grado de electrificación básico.

3. ANTECEDENTES

En primer lugar, se realiza una exposición sobre lo que suponen las energías renovables y el desarrollo sostenible a nivel general, y como parte de nuestro proyecto, incidimos de manera más concreta en la energía solar fotovoltaica y en la energía mini-eólica.

Posteriormente, se describen brevemente las actividades y equipamientos del Centro Canino Berquier. Asimismo, se muestra un anticipo de los recursos renovables, tanto eólico como solar, con los que se cuenta en el emplazamiento.

3.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.1.1 Energías alternativas – energías renovables

Una *energía alternativa*, o concretamente una *fuentes de energía alternativa* es aquella que puede suplir a las energías o fuentes energéticas actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación.

Se denomina *energía renovable* a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

3.1.2 Tipos de energías renovables

Las fuentes renovables de energía pueden dividirse en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes.

Entre las no contaminantes, nos encontramos con:

- El Sol: Energía solar.
- El viento: Energía eólica.
- Los ríos y corrientes de agua dulce: Energía hidráulica.
- Los mares y océanos: Energía mareomotriz.
- El calor de la Tierra: Energía geotérmica.
- Las olas del mar: Energía undimotriz.
- La llegada de masas de agua dulce a masas de agua salada: Energía azul.

Las *contaminantes* se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal sólida), o bien transformarlos, mediante procesos de fermentación orgánica, reacciones de transesterificación, etc. en combustibles como el bioetanol, el biogás o el biodiesel.

Las energías de fuentes renovables contaminantes presentan, en parte, el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en la combustión emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y a menudo son aún más contaminantes, puesto que la combustión no es tan limpia, y se emiten hollines y otras partículas sólidas, aunque se encuadran dentro de las energías renovables porque mientras que puedan cultivarse los vegetales que las producen, no se agotarán.

3.1.3 Las energías alternativas y el desarrollo sostenible

La discusión energía alternativa/convencional no es una mera clasificación de las fuentes de energía, sino que representa un cambio que necesariamente tendrá que producirse durante este siglo XXI. Es importante reseñar que las energías alternativas, aun siendo renovables, también son finitas y como cualquier otro recurso natural tendrán un límite de explotación.

Por tanto, incluso suponiendo que podamos realizar la transición a éstas nuevas energías de forma gradual y continua, no parece posible continuar con el modelo económico actual basado en el crecimiento continuo. Es por ello que surge el concepto del **desarrollo sostenible**.

El término desarrollo sostenible, formalizado por primera vez en el documento conocido como Informe Brundtland (1987), fruto de los trabajos de la Comisión Mundial del Medio Ambiente, creada por la Asamblea de las Naciones Unidas en 1983, habla de “*satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades*”.

El ámbito del desarrollo sostenible puede dividirse conceptualmente en tres partes: ambiental, económica y social. Se considera el aspecto social por la relación entre el bienestar social con el medio ambiente y el desarrollo económico.

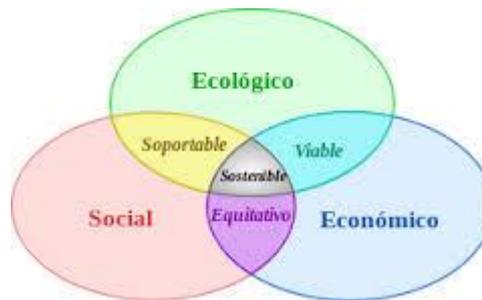


Figura 3.1 Desarrollo sostenible, intersección de los conjuntos ecológico, económico y social

El modelo del desarrollo sostenible de la energía eléctrica, se basaría en las siguientes premisas:

- El uso de fuentes de energía renovable, en sustitución de las fuentes fósiles.
- El uso de fuentes limpias, frente a la combustión y la fisión nuclear.
- Fomento del autoconsumo frente a la explotación extensiva; evitar en la medida de posible la construcción de grandes infraestructuras de generación y distribución de energía eléctrica.
- La disminución de la demanda energética, mediante la mejora del rendimiento de los dispositivos eléctricos (electrodomésticos, lámparas, etc.).
- Reducir o eliminar el consumo energético innecesario. No se trata sólo de consumir más eficientemente, sino de consumir menos, es decir, desarrollar una conciencia y una cultura del ahorro energético y condena del despilfarro.

3.1.4 Ventajas y desventajas del desarrollo sostenible

Se enuncian a continuación, algunas de las ventajas e inconvenientes que presenta el desarrollo sostenible, en la generación de energía eléctrica:

- Es una fuente de energía inagotable: El Sol, puede abastecer estas fuentes de energía (radiación solar, viento, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años.
- No se producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables.

- Se pueden generar problemas ecológicos particulares y localizados; aerogeneradores peligrosos para las aves, centrales hidroeléctricas que alteran el caudal de los ríos, integración con el paisaje, etc.
- Distribución geográfica y naturaleza difusa (intensidades bajas de energía) de las energías renovables; una instalación fotovoltaica en una vivienda ubicada en la zona nublada de Europa, deberá instalar más metros cuadrados de paneles fotovoltaicos, que otra del sur con el mismo consumo eléctrico.
- Irregularidad en la producción de energía eléctrica sostenible: un consumo permanente en el tiempo, exige medios de almacenamiento (uso de bombas en sistemas hidráulicos, baterías, futuras pilas de combustible de hidrógeno, etc.).
- Gestión de las redes eléctricas: si la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se generalizase, los sistemas de distribución y transformación deberían ser completamente revisados; se debería llevar a cabo una gestión “activa” del sistema, para garantizar el equilibrio local del sistema.

3.1.5 Situación y proyección futura de las energías renovables a nivel mundial

En el siguiente gráfico podemos ver la producción a nivel mundial de energía eléctrica, desglosada según su origen; el carbón sigue siendo la principal fuente de energía, y la hidráulica la más abundante dentro de las energías renovables.

Se incluye asimismo una proyección del consumo a futuro con la **tendencia actual**, y otras dos en base a la aplicación de los acuerdos entre países desarrollados del G8, recogidos por la Agencia Internacional de la Energía, denominados escenario ACT, y escenario BLUE.

El **escenario ACT**, supone que las emisiones de gases de efecto invernadero deben alcanzar su máximo entre el 2020 y el 2030, y a partir de ahí, para el 2050, se debe retroceder a los niveles de emisiones del año 2005.

El **escenario BLUE**, es más radical; El IPCC ha concluido que deben reducirse las emisiones entre un 50% y un 85% para el 2050, si se quiere frenar el calentamiento global entre 2° C y 2,4° C. Los líderes del G8 acordaron en la Cumbre de Heiligendamm de 2007 considerar seriamente un objetivo global de reducción de las emisiones de CO2 de un 50%.

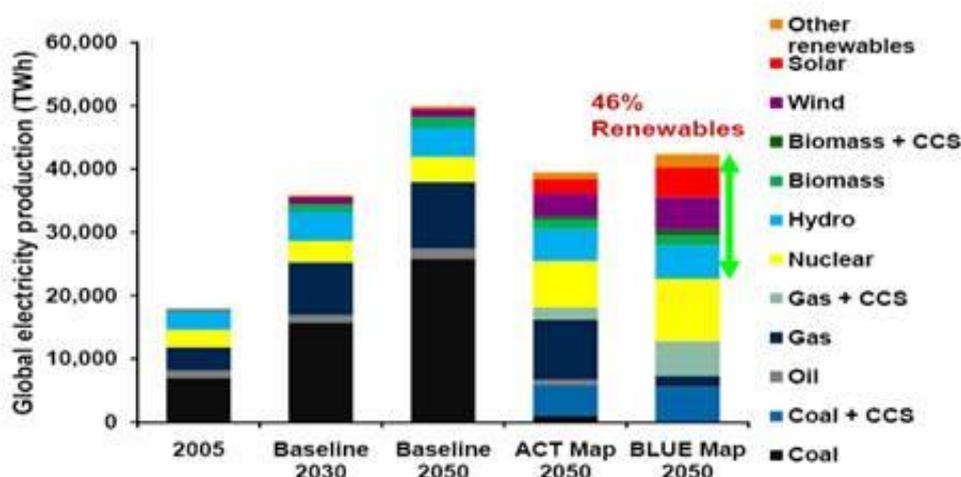


Figura 3.2 Consumo energético mundial y su proyección para 2050

No obstante, en la actualidad, existe una gran asimetría en la producción de energía eléctrica renovable a nivel mundial; como es natural, varía notablemente de unos países a otros, en función de la riqueza, la situación geográfica, etc.

Los cinco países líderes en capacidad instalada eléctrica renovable total en 2013 fueron los siguientes, en orden de importancia:

- **China:**

Su desarrollo económico requiere de una enorme cantidad de energía, basada en gran medida en combustibles fósiles. Las autoridades chinas son cada vez más conscientes de las consecuencias para el medio ambiente y la salud de sus ciudadanos, e impulsan desde hace varios años el crecimiento de las renovables.

El año pasado, el 24% de la capacidad renovable mundial se concentró en China. Las fuentes renovables rebasaron en este país por primera vez a las fuentes fósiles y nucleares en términos de nueva capacidad eléctrica. Asimismo, destacan las inversiones en generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica y eólica. Un tercio de la nueva capacidad de energía solar fotovoltaica mundial se concentró en este país.

- **Estados Unidos:**

La participación de la generación renovable aumentó en 2013 a casi el 12,9% (12,2% en 2012), a pesar de una caída en la energía hidroeléctrica. La participación de la generación neta de electricidad a partir del carbón ha disminuido casi un 19% durante el periodo 2008-2013.

- **Brasil:**

Además de su enorme potencial en generación hidroeléctrica, Brasil está apostando por otros tipos de renovables. Así, a finales de 2013, tenía más de 10 GW de capacidad energética eólica bajo contrato.

- **Canadá:**

Este país norteamericano es una de las principales potencias mundiales en generación hidroeléctrica, lo que ha llevado a auparle a un cuarto puesto a nivel mundial.

- **Alemania:**

Destaca su crecimiento del uso de renovables en hogares y empresas. La oferta cada vez mayor de nuevos proveedores de energías "verdes" ha contribuido para pasar de 800.000 clientes residenciales en 2006, a 4,9 millones en 2012, el 12,5% de todas las casas privadas del país. Casi la mitad de la capacidad de energía renovable era propiedad ciudadana en 2013.

En cuanto a la situación en España, cabe comentar que, diversas medidas normativas, como la suspensión de las primas, o las dificultades para el autoconsumo energético, han supuesto en la práctica, que el estado español haya perdido parte del liderazgo mundial en el campo de las energías renovables alcanzado hace unos años.

A pesar de ello, nuestro país sigue obteniendo algunos buenos resultados. Si no se incluye la generación hidroeléctrica, España fue junto a Italia el cuarto país a nivel mundial en capacidad de generación renovable a finales de 2013. Asimismo, fue el primer país en producir más electricidad de origen eólico (20,9% del total) que de cualquier otra fuente durante todo el año

3.2 LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.2.1 La energía solar

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol, que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas.

Puede aprovecharse directamente, por medio del calor que se produce, así como a través de la absorción de la radiación solar incidente, con dispositivos específicos, como por ejemplo, los recolectores solares, en el caso de la energía solar térmica, utilizada para para el suministro de agua caliente sanitaria en viviendas, o los paneles fotovoltaicos, que transforman la energía solar en energía eléctrica.

3.2.2 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica

La energía solar, es una de las llamadas energías renovables, particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde. Si bien, los paneles fotovoltaicos, al final de su vida útil, pueden suponer un residuo contaminante difícilmente reciclable.

Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde el tendido eléctrico no llega (zonas rurales, montañosas, islas); aunque el nivel de radiación de esta energía fluctúa de una zona a otra, y lo mismo ocurre entre una estación del año y otra, lo que puede no ser tan atractivo para el consumidor.

En pequeñas instalaciones domésticas, la energía solar fotovoltaica no requiere ocupar ningún espacio adicional, puede instalarse en tejados y edificios. Aunque si se decide utilizar la energía solar para una parte importante de la población, necesita grandes extensiones de terreno, lo que dificulta que se escoja este tipo de energía.

La única inversión, es el coste inicial de la infraestructura, no utiliza ningún combustible para su funcionamiento, y se puede amortizar a los 5 años de su implantación; además son instalaciones de fácil mantenimiento. No obstante, cuando hablamos de instalaciones de una dimensión media alta, el elevado coste inicial puede retraer al inversor.

3.2.3 El efecto fotovoltaico

El efecto fotoeléctrico, es el desprendimiento de electrones de ciertos materiales semiconductores por la acción de luz u otra radiación electromagnética (ver figura 3.3).

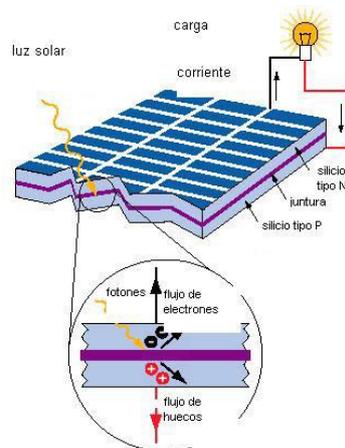


Figura 3.3 Esquema del efecto fotovoltaico

Dependiendo del semiconductor, se han identificado diferentes efectos fotoeléctricos, como el foto emisor o el foto conductor, aunque el efecto fotoeléctrico más empleado, es el efecto fotovoltaico, que produce, principalmente en células silicio (aunque existen otros materiales, como el arseniuro de galio), la conversión directa de energía solar en energía eléctrica, sin necesidad de aplicar tensión auxiliar.

Cuando parte de los fotones inciden sobre la célula fotovoltaica, se transfiere a los electrones de la zona “n” del semiconductor la suficiente energía como para saltar ese campo eléctrico y llegar a la zona “p”. Esos electrones sólo podrán volver a su zona de origen, por el circuito exterior al que se conecta la célula, generando una corriente eléctrica continua, proporcional al flujo luminoso que reciben.

3.2.4 La célula solar fotovoltaica

El efecto fotovoltaico, convierte cada célula solar fotovoltaica, en una especie de pila que sólo funciona cuando recibe luz solar, ofreciendo una diferencia de tensión de unos 0,5 V, por lo que, mediante el acoplamiento en serie o paralelo de varias células solares, se obtiene el módulo solar fotovoltaico adaptable a los niveles de tensión y corriente deseados.

Tecnología	Símbolo	Características	Eficiencia en laboratorio (%)	Eficiencia típica en módulos (%)
Silicio monocristalino	sc – Si	Tipo oblea	24	13 – 15
Silicio policristalino	mc – Si	Tipo oblea	19	12 – 14
Película de silicio cristalino sobre cerámica	f – Si	Tipo oblea	17	8 – 11
Película de silicio cristalino sobre vidrio		Película delgada	9	
Silicio amorfo (silicio – germanio)	a – Si	Película delgada	13	6 – 9
Diseleniuro de cobre – indio/galio	CIGS	Película delgada	18	8 – 11
Telurio de cadmio	CdTe	Película delgada	18	7 – 10
Celdas orgánicas (incluye celdas de TiO ₂ sensibles a la humedad)	-	Película delgada	11	-
Celdas tandem de alta eficiencia	III – V	Tipo oblea y película delgada	30	-
Celdas concentradoras de alta eficiencia	III – V	Tipo oblea y película delgada	33 – 28	-

Tabla 3.1 Eficiencias alcanzadas en diversos tipos de celdas solares fotovoltaicas

La producción de las células solares, es la parte más cara de todo el desarrollo del sistema fotovoltaico. Se fabrican mediante la cristalización del silicio, y podemos encontrar tres tipos principales (la eficiencia de los distintos tipos se pueden apreciar en la tabla 3.1):

- **Monocristalino:** Son las células fotovoltaicas más usadas en la actualidad, con rendimientos altos en comparación con el resto de tecnologías. Presenta una estructura cristalina completamente ordenada.
- **Policristalino:** Son aquellas obtenidas a partir de procesos que no necesitan un control exhaustivo de la temperatura en la solidificación del material de silicio, ni tampoco un crecimiento controlado de su red cristalina; la solidificación no se hace en un solo cristal sino en múltiples.

Aunque su precio es similar a las monocristalinas, su rendimiento es menor. Presenta una estructura ordenada por regiones separadas.

- **Amorfo:** La gran ventaja de la utilización del silicio amorfo para la fabricación de células fotovoltaicas radica en el espesor del material a utilizar, ya que puede llegar a ser 50 veces más fino que el equivalente fabricado en silicio monocristalino.

El coste de fabricación es inferior al resto de tecnologías, como consecuencia del poco material que se emplea y la facilidad de su fabricación en masa.

Sin embargo, sus rendimientos son muy inferiores en comparación con las células de silicio monocristalino. Presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química.

Asimismo, existen células fotovoltaicas fabricadas con elementos alternativos al silicio, como el arseniuro de galio, con un rendimiento teórico cercano al 27%-28%.

Lo que ocurre, es que este material es raro y poco abundante, estando su tecnología poco avanzada y con costes elevados.

3.2.5 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Existen fundamentalmente, dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica; instalaciones aisladas de la red eléctrica y centrales de generación conectadas a la red.

Un **sistema fotovoltaico aislado** o autónomo es un sistema de autoabastecimiento eléctrico, utilizado en lugares alejados de la red eléctrica, tales como casas de campo, refugios de montaña, bombes de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación o balizamiento, sistemas de comunicaciones, etc.

La función básica de convertir la radiación solar en electricidad la realiza el módulo fotovoltaico, que produce corriente continua a un voltaje que generalmente es de 12V (dependiendo de la configuración del sistema puede ser de 24V o 48V),

La energía eléctrica producida se almacena en baterías, para que pueda ser utilizada en cualquier momento, y no sólo cuando está disponible la radiación solar.

Esta acumulación de energía debe estar dimensionada de forma que el sistema siga funcionando incluso en periodos largos de mal tiempo y cuando la radiación solar sea baja (por ejemplo, cuando sea un día nublado). De esta forma se asegura un suministro prácticamente continuo de energía.

Por otro lado, existen los **sistemas fotovoltaicos conectados a red**; consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos para apoyar el consumo doméstico de electricidad, o para inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica.

Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 a 5 kW domésticas, en nuestra terraza o tejado, a instalaciones de hasta 100 kW sobre cubiertas de naves industriales o en el suelo, lo que comúnmente se conoce como huertas solares, o incluso, plantas de varios megavatios.

3.2.6 Situación actual de la energía solar fotovoltaica

La Energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan y gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40.000 MW, según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MW, un 72%, se localiza en la Unión Europea (Alemania, España e Italia, a cierta distancia); Japón con cerca de 3.622 MW acumulados y EE.UU. con aproximadamente 2.727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total.

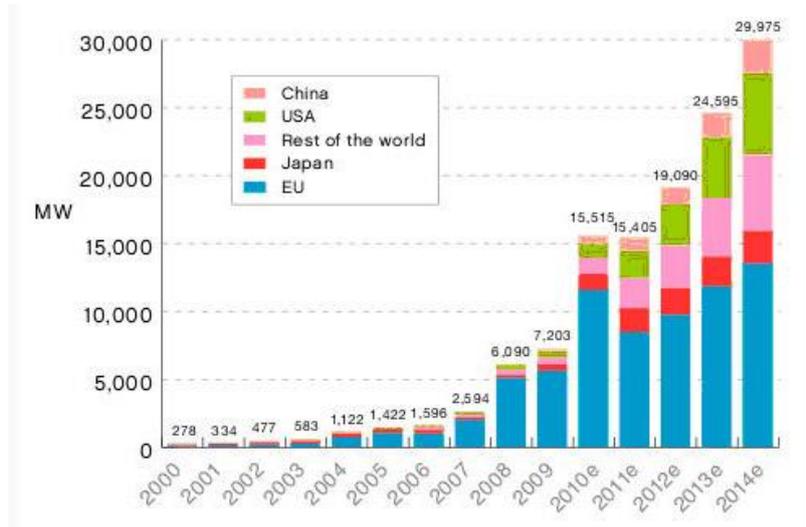


Figura 3.4 Energía fotovoltaica, potencia instalada a nivel mundial

En la figura 3.4 se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose claramente el crecimiento exponencial.

En el año 2008 España fue el primer país por potencia instalada, con 2.705 MW, frente a los 1.809 MW de Alemania, que fue el segundo. La potencia instalada en España, no obstante, desde el 2009 no mantiene incrementos tan fuertes debido al cambio de regulación del sector.

3.3 EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

3.3.1 El módulo fotovoltaico

Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares dispuestas en serie y/o en paralelo de manera que la tensión y corriente que finalmente proporcione el panel se ajusta al valor requerido.

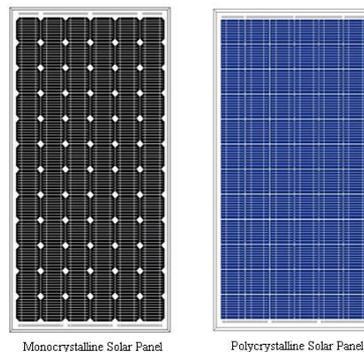


Figura 3.5 Paneles fotovoltaicos monocristalino / policristalino

Cada célula de las que compone un panel fotovoltaico es capaz de ofrecer una tensión del orden de 0,5 V y una potencia eléctrica alrededor de los 3 W, aunque este valor dependerá de la superficie que mida la célula.

De esta manera la potencia que pueda ofrecer un módulo dependerá del número de células que posea, estando diseñado para el suministro eléctrico en corriente continua (DC), a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24 V).

Para formar un panel o módulo fotovoltaico, las células conectadas unas con otras se dispondrán encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conformando el llamado módulo fotovoltaico.

3.3.2 Elementos de un módulo fotovoltaico

Los elementos que componen un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- Una cubierta exterior transparente realizado en vidrio templado de unos 3 o 4 mm de espesor, con su cara exterior texturada de modo que mejore el rendimiento cuando la radiación solar ocurre a bajo ángulo de incidencia, así como para absorber mejor la radiación solar difusa del ambiente.
- Un material de relleno interior, que funciona de encapsulante, hecho a base de vinilo de acetato etileno (EVA), que sirve para recubrir las células fotovoltaicas dentro del módulo, protegiéndolas de la entrada de aire o humedad, y evitando así que se produzca la oxidación del silicio que conforma las células.
- Una cubierta posterior realizada normalmente a base de fluoruro de polivinilo (PVF), que además de sus propiedades como aislante dieléctrico, ofrece gran resistencia a la radiación ultravioleta; sirve de barrera ante la humedad y ofrece una gran adhesión al material del que está hecho el encapsulante interior.
- Las propias células fotoeléctricas, ya estudiadas en apartados anteriores.
- Elementos de conexión eléctrica entre células, para establecer el circuito eléctrico.
- Una caja estanca de conexiones, con grado de protección IP65 (incluidos los bornes), para su conexión con los otros módulos del sistema completo de generación fotovoltaica. Se incluyen los diodos de protección para evitar la rotura del circuito eléctrico y pérdida de potencia por efectos de sombreado sobre el las células que componen el panel.

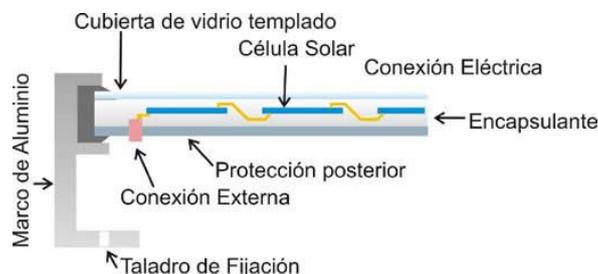


Figura 3.6 Elementos que componen un módulo fotovoltaico

- El marco estructural realizado generalmente en aluminio anodizado ofrece resistencia mecánica y soporte al conjunto. Antes de instalar los módulos, se debe comprobar la resistencia indicada en las especificaciones del fabricante, para que el conjunto se adecue a las condiciones ambientales del lugar donde se instalen.

3.3.3 Curva característica intensidad – tensión de los módulos fotovoltaicos

Las prestaciones de los módulos que aparecen en la información técnica de los fabricantes, están obtenidas sometiendo a los módulos a unas *Condiciones Estándar de Medida (CEM)* de irradiancia y temperatura. Estas condiciones son las siguientes:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5 G.
- Temperatura de célula: 25 °C.

No obstante, las condiciones reales de operación de los módulos serán distintas a los estándares anteriores, por lo que para los cálculos habrá que aplicar coeficientes correctores.

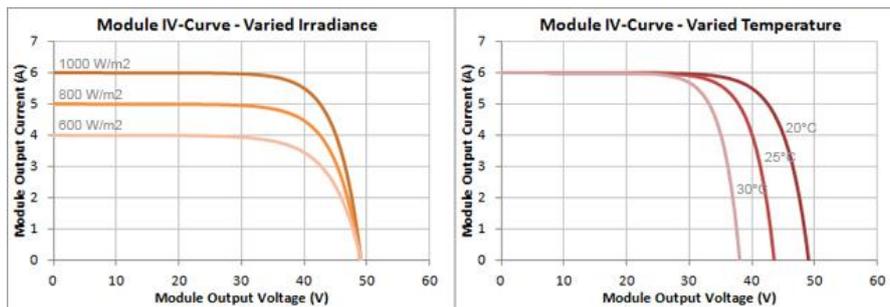


Figura 3.7 Variación en las curvas I – V de los módulos en función de la T^a y la radiación solar

En las curvas características intensidad – tensión (I – V) que definen el comportamiento de un módulo, se puede observar, que el valor de corriente crece con la intensidad de radiación solar, mientras que la tensión cae con el aumento de la temperatura en las células del módulo.

Cuando se habla de temperatura en las células del módulo, se trata de la temperatura que tiene la superficie del panel fotovoltaico, que no es igual a la de la temperatura ambiente.

Un módulo fotovoltaico suele trabajar dentro de un rango determinado de valores de intensidad y voltaje, dependiendo de la radiación solar recibida, la temperatura o el valor de la carga.

En la siguiente figura se representa esquemáticamente en línea continua la curva intensidad – tensión (I – V) de un módulo fotovoltaico cualquiera, mientras que en línea discontinua se representa la potencia entregada por el módulo, para dos situaciones de trabajo (A y B) distintas.

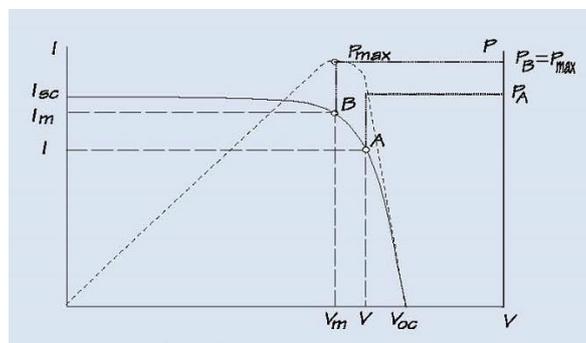


Figura 3.8 Curvas I-V y de Potencia de un módulo fotovoltaico

Se incluyen algunas definiciones para comprender la curva intensidad – tensión de la figura:

- **Potencia nominal o máxima ($P_{MÁX}$):** es el valor máximo de potencia (pico) que se puede obtener del panel. Es el producto entre la tensión y la corriente de salida del panel.
- **Tensión en circuito abierto (V_{oc}):** es el valor máximo de voltaje que se mediría en el panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0 amperios).
- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):** es la máxima intensidad que se puede obtener del panel fotovoltaico (tensión de salida 0 V).
- **Tensión en el punto de máxima potencia (V_M o $V_{MÁX}$):** es el valor de la tensión en el punto de máxima potencia o potencia pico, que suele ser el 80% de la de vacío. También se suele representar como V_{MP} .
- **Intensidad de corriente máxima (I_M o $I_{MÁX}$):** es el valor de la corriente en el punto de máxima potencia o potencia pico. También se suele representar como I_{MP} .

De la anterior figura se observa que se debe hacer trabajar al módulo fotovoltaico en el rango de la tensión de máxima potencia, para sí obtener su mejor rendimiento.

En resumen, en función de la radiación solar, la temperatura de las células (que depende de la temperatura ambiente, humedad, material del módulo, etc.) y de la carga eléctrica que alimente, el módulo fotovoltaico generará una determinada intensidad de corriente (I) a una determinada tensión (V), y cuyo producto marcará la potencia eléctrica (P) generada por el módulo.

3.3.4 El generador fotovoltaico

Al sistema completo formado por el conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos o conexiados en serie y/o en paralelo se le suele denominar generador fotovoltaico.

Con el fin de poder ofrecer la potencia eléctrica deseada, así como de la tensión e intensidad de corriente a la salida del generador, los distintos módulos o paneles serán distribuidos en serie y/o en paralelo, según convenga.

3.3.5 Estructura soporte del generador fotovoltaico

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su inclinación y orientación (azimut), repercute de manera decisiva en el aprovechamiento de la energía solar. Para ello resulta necesaria una estructura soporte que cumpla con las siguientes funciones:

- Servir de soporte y fijación segura de los módulos.
- Prevenir sombras en los módulos, tanto de obstáculos próximos (edificios, árboles), como de otros módulos (distancia mínima entre módulos).
- Garantizar la inclinación y orientación (azimut) adecuadas, para obtener el máximo rendimiento posible de la instalación.

Las sombras afectan al rendimiento del sistema y en un caso extremo, podrían provocar que los módulos FV actúen como receptores de corriente eléctrica y dañen así, la instalación.

Por ese motivo, según marca el IDAE, el cálculo de la distancia mínima (d), medida sobre la horizontal, entre el campo fotovoltaico y algún obstáculo cercano, o entre dos filas de módulos, se realizará cuando exista peligro de proyección de sombras, mediante la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)}$$

Siendo:

- h = la altura de la placa respecto a la horizontal.
- Φ = latitud del lugar.

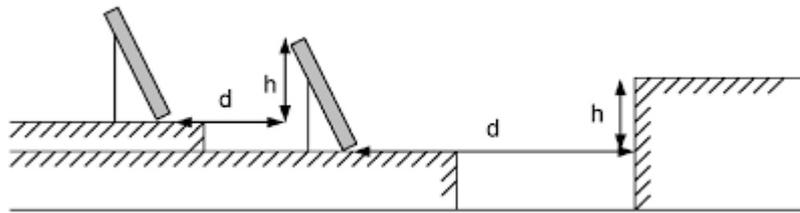


Figura 3.9 Distancia entre módulos o entre módulos y obstáculo

Ahora bien, esta fórmula sólo es válida para superficies planas u horizontales, cuyo azimut no difiera mucho de 0° . En caso contrario, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado suficientemente fiable.

Por otro lado, el ángulo de inclinación (β), es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es de 0° para módulos horizontales y de 90° para verticales.

El ángulo de azimut (ψ), es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son de 0° para módulos orientados al sur, de -90° para módulos orientados al este y de $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

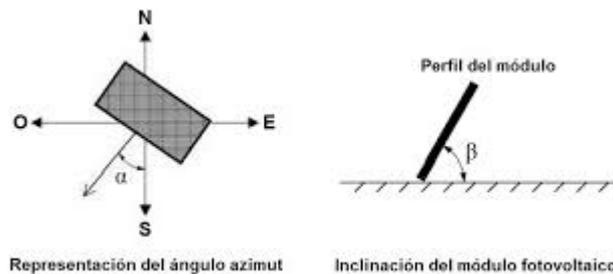


Figura 3.10 Azimut e inclinación de los módulos FV

En función del ángulo de inclinación (β) y del ángulo azimut (ψ), las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos, se pueden clasificar dos grandes grupos:

- Sin orientación automática: son aquellos sistemas que no presentan un sistema de seguimiento del sol. Entre ellos podemos encontrar los siguientes:
 - Fijos: el ángulo de inclinación permanece constante a lo largo del año, tratando de maximizar la radiación total.
 - Variación del ángulo de inclinación: el ángulo puede variarse entre varias posiciones, para maximizar la radiación estacional sobre los módulos.
- Con orientación automática: presentan un sistema electromecánico de seguimiento solar. Los sistemas activos utilizan parte de la energía eléctrica generada y los pasivos, utilizan energía solar suministrada por paneles auxiliares. A su vez, se pueden clasificar de la siguiente manera:
 - Seguimiento a un eje: orientación Norte-Sur, Este-Oeste o inclinado.
 - Seguimiento a dos ejes: seguimiento solar a lo largo del día.

3.4 LA ENERGÍA MINIEÓLICA

3.4.1 La energía eólica

La energía eólica puede ser considerada como un derivado de la energía solar (alrededor del 2% de se transforma en eólica). El planeta tierra está expuesto al calor del sol, pero no es calentado de manera uniforme debido a forma esférica.

Esta diferencia térmica produce una transferencia de energía de los puntos más calientes a los más fríos; dicha transmisión nunca termina y es la razón por la cual, se genera el viento, es decir, aire atmosférico en movimiento con masa y con energía cinética.

Una parte de ésta energía cinética, es la que se transforma, por medio de turbinas de viento, en energía eléctrica. De hecho, ya se cuenta con tecnología madura, y en evolución permanente, que permite obtener energía eléctrica buscando el máximo aprovechamiento del viento.

3.4.2 Ventajas y desventajas de la energía eólica

La energía eólica es una energía renovable, no emite gases contaminantes, autóctona, distribuida, sin costo del recurso y ha demostrado su viabilidad técnica y económica, que compite con otras fuentes de energía, generando electricidad con un bajo impacto medioambiental.

Cabe mencionar, por contra, que se trata de una fuente de energía aleatoria y variable; no todos los lugares son apropiados para la explotación técnica y económicamente viable de la energía eólica.

Además, la potencia generada cae rápidamente cuando la velocidad del viento disminuye por debajo de los 2-3 m/s, lo cual exige una correcta estimación del recurso eólico en la zona donde se pretenda instalar una planta de generación eólica.

Su uso y explotación no implican riesgos ambientales de gran impacto (nivel de ruido, impacto visual, ocupación del suelo, riesgo sobre las aves), favorece la reducción de emisiones de CO₂

Periodo de recuperación energético breve; en unos pocos meses de explotación se recupera la energía empleada en la construcción y montaje de una turbina eólica.

Cuando se trata de incorporar la producción eólica a la red, dada su variabilidad, deben realizarse previsiones de producción a muy corto plazo (entre 24 y 48 horas) para una adecuada gestión en la cadena de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

3.4.3 La generación eólica

Tal y como ya se ha adelantado, el viento es una masa de aire en movimiento y como tal, posee energía cinética. Las turbinas eólicas, o aerogeneradores, permiten utilizar dicha energía para generar electricidad.

Aunque más adelante estudiará la estructura típica de un aerogenerador, podemos adelantar que el rotor convierte la energía cinética del viento, en energía mecánica y el generador eléctrico, transforma la energía mecánica procedente del rotor en energía eléctrica.

La cantidad de energía que pueda generar una turbina eólica, además de por la propia potencia del aerogenerador, dependerá de las características del viento en el lugar del emplazamiento, por lo que será necesario conocer el potencial eólico en el mismo.

Los aerogeneradores eléctricos se pueden clasificar en función de su potencia, lo cual determinará, asimismo, el uso para el cual han sido diseñados.

Denominación	Potencia	Utilización
Micro	1 kW <	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación, etc.
Mini	1 – 10 kW	Granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo, etc.
Baja	10 – 100 kW	Comunidades de vecinos, PYME's (sistemas EO- Diésel), tratamientos de aguas, etc.
Media	100 – 1000 kW	Parques eólicos (en terrenos montañosos o complejos)
Alta	1000 – 10000 kW	Parques eólicos (en terrenos llanos o mar adentro)
Muy alta	> 10000 kW	En fase de investigación y desarrollo, nuevos diseños y materiales

Tabla 3.2 Clasificación de los aerogeneradores en función de su potencia y utilidad

Asimismo, la hora de hablar de generación de energía eólica debemos distinguir, principalmente, dos segmentos de producción.

Por un lado, tenemos **la generación eólica de gran potencia**, conectada a las principales redes de distribución eléctrica, que contribuye de manera creciente a la generación masiva de electricidad mediante la concentración de grandes turbinas, en parques eólicos.

Por otro lado, contamos con **instalaciones de tecnología mini-eólica**, con aerogeneradores de media y baja potencia, destinadas tanto para instalaciones aisladas o en isla, como para la generación distribuida conectada a la red eléctrica.

3.4.4 La tecnología mini-eólica

La generación de electricidad a pequeña escala gracias a la energía del viento, denominada mini-eólica, tiene las siguientes características propias:

- Generación de energía próxima a los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas de transporte (generación distribuida).
- Ligado al autoconsumo, presenta una gran versatilidad de aplicaciones y posibilidades de ubicación.
- Suministro de electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica.
- Posibilidad de integración en sistemas híbridos, fundamentalmente fotovoltaicos.
- Funcionamiento con vientos moderados, sin requerir complejos estudios de viabilidad.
- Costes moderados de instalación, operación y mantenimiento. Reducido impacto ambiental, integración en espacios humanizados.

Históricamente, los aerogeneradores de baja potencia se han venido utilizando para el autoconsumo **en instalaciones aisladas de la red**, generalmente conectadas a baterías, para el suministro de energía en viviendas o edificaciones alejadas de la red eléctrica, así como para otras instalaciones (repetidores de radio, telefonía móvil, etc.).

En éste tipo de instalaciones aisladas, podemos distinguir asimismo, sistemas individuales (una vivienda), de concentración (para toda una localidad aislada) y por último, sistemas híbridos (eólicos – fotovoltaicos), que mejoran los sistemas aislados y los hacen más rentables.

Sin embargo, debido al desarrollo que están experimentando los aerogeneradores de baja potencia, en la actualidad, una de las aplicaciones con mayor potencial de crecimiento, es la ins-

talación de sistemas mini-eólicos conectados a la red eléctrica, siguiendo estrategias de micro generación distribuida.

En este caso, su objetivo es reducir la demanda de energía a nivel doméstico, residencial o industrial, operando en cierta manera como una vía activa de ahorro de energía directamente en el punto de consumo; la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el excedente a la red eléctrica y, si se produce menos energía de la requerida, se toma de la red.

3.4.5 Estado actual de la generación de energía eólica

La energía eólica ha batido un nuevo récord en 2014: más de 50 GW de nueva capacidad instalada, según datos de la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA). La potencia total en todo el mundo asciende a unos 370 GW, tal y como se puede ver en la figura 3.5.

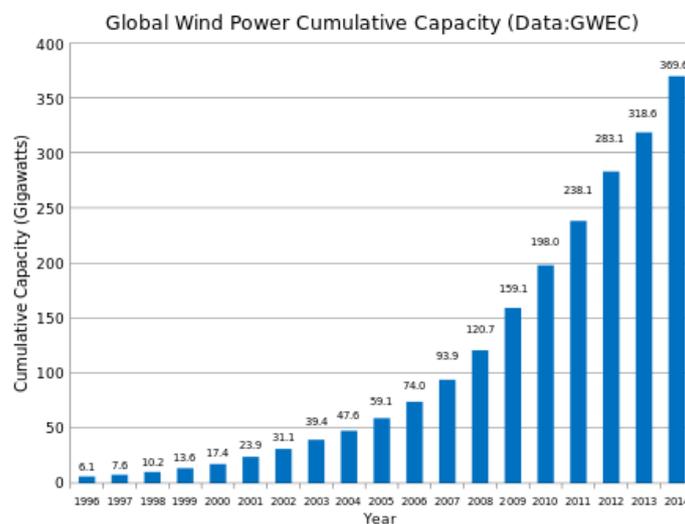


Figura 3.11 Potencia eólica instalada a nivel mundial.

El volumen de nuevos megavatios instalados el pasado año, fue un 40% superior al de 2013, y mayor que en el anterior año récord, 2012, en el que se instalaron 44,6 GW.

La energía eólica es ahora un pilar indiscutible del suministro de electricidad en muchas partes del mundo: 370 GW que pueden satisfacer cerca de un 5% de la demanda eléctrica mundial.

Varios países, entre ellos Dinamarca, Portugal, Irlanda, Reino Unido y Alemania, ya han alcanzado el 10% o más de la cobertura de la demanda con energía eólica, mientras que en España, aunque experimenta un estancamiento en términos de nuevas instalaciones, alcanza el 20,4%.

En cuanto a la implantación de la generación mini-eólica, la reciente evolución de la industria ha demostrado un importante incremento anual del 35% en cuanto a la capacidad instalada en los últimos años. La tasa de crecimiento se prevé que continúe, en el ámbito de la generación eléctrica distribuida, alcanzando en 2015 una instalación anual de 288 MW.

En España, con las actuaciones planteadas en el PER (Plan de Energías Renovables), para el despliegue de las instalaciones eólicas de pequeña potencia, se espera que la potencia en servicio aumente progresivamente desde los 5 MW que se plantearon para 2012, hasta unos 50 MW/año durante 2017 y los siguientes años hasta 2020.

Ello totalizaría unos 300 MW en el período 2011-2020, referidos principalmente a instalaciones eólicas conectadas a la red.

3.5 EL AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA

3.5.1 Configuraciones

Básicamente una aeroturbina de pequeña potencia puede ser de eje horizontal o de eje vertical. En el caso de las aeroturbinas de eje horizontal, el rotor puede estar a barlovento, o sea en la dirección de incidencia del viento delante de la torre o a sotavento, en cuyo caso el rotor se encuentra detrás de la torre en la dirección dominante del viento.

La mayoría de los aerogeneradores comerciales son de **rotor a barlovento** de la torre, así se minimiza la influencia de su sombra sobre el rotor. Requieren algún sistema de orientación, que mantenga siempre el plano de giro del rotor perpendicular a la dirección del viento

En los de **rotor a sotavento**, no se requiere ningún dispositivo de orientación, pero presenta varias desventajas: pérdida de potencia por los efectos de sombra que producen la góndola y la torre sobre las palas del rotor y el aumento de las tensiones de fatiga.

Dependiendo de la posición del eje de giro de los aerogeneradores respecto a la dirección del viento, los aerogeneradores se pueden clasificar en aerogeneradores de eje horizontal o HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) y en aerogeneradores de eje vertical.

Los **aerogeneradores de eje horizontal** HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine), son más eficientes que las de eje vertical, están más probadas, son más económicas y hay muchos productos donde elegir. Sin embargo tiene dificultad para soportar las continuas orientaciones y su eficiencia se reduce operando en régimen turbulento.

Los **aerogeneradores de eje vertical** VAWT (Vertical Axis Wind Turbine), no necesitan sistemas de orientación, su mantenimiento es más sencillo, y requiere un menor coste de instalación. Pero no todo son ventajas ya que su rendimiento es menor que el de las máquinas de eje horizontal a igual potencia.

Hasta no hace mucho, las mejoras tecnológicas que se habían aplicado sobre los aerogeneradores de eje horizontal y las consecuentes mejoras en las prestaciones técnicas y económicas habían dejado en segundo plano el desarrollo de eje vertical.

De hecho, los generadores de eje vertical se limitaban a los de tipo Savonius (dos semicilindros de igual parámetro, paralelos al eje vertical de giro), y a los de tipo Darrieus (dos o tres palas ovaladas sobre el eje vertical).

Sin embargo, debido al impulso de las instalaciones de generación distribuida a pequeña escala, los aerogeneradores de eje vertical vuelven a ser competitivos; se están desarrollando nuevos diseños como la turbina Swift Wind de rotor carenado, las turbinas con difusor aumentador (Donqi, Enflo Windtec, Flodesign, etc.) o el prototipo concebido por Windside, con rendimientos similares a las turbinas eólicas de eje horizontal.



Figura 3.12 Detalle turbina Windside

3.5.2 Componentes principales de un aerogenerador

Las turbinas de bajo potencial eólico tienen una estructura similar al de las grandes turbinas, solo que su diseño es más simple. A continuación se enumeran los componentes principales del tipo de aerogenerador más empleado, el aerogenerador de eje horizontal.

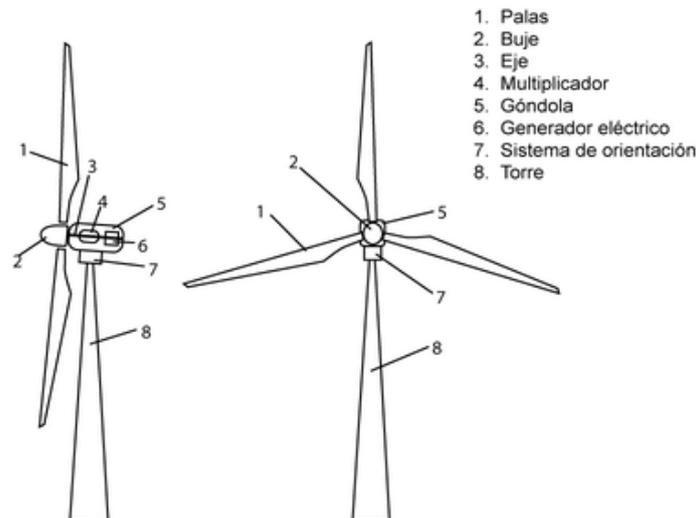


Figura 3.13 Componentes principales de un aerogenerador de eje horizontal

3.5.3 Rotor

La función del rotor, es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida por el rotor mayor será la producción de energía.

El rotor de un aerogenerador de pequeña potencia puede diseñarse con una pala (monopala), dos palas (bipala), tres palas (tripala), cuatro palas, cinco palas o más si es de eje horizontal. En el caso de rotores de eje vertical el uso mínimo es dos palas.

La única ventaja de utilizar un número menor de palas es que es más barato, pero las aeroturbinas de una o dos palas requieren de una velocidad de rotación mayor, lo que hace que sean más ruidosas.

Además, una aeroturbina tripala dinámicamente es más equilibrada en todo su radio de giro que una bipala por ejemplo, lo cual hace que reparta mejor las cargas.

En cualquier caso la potencia extraída por la aeroturbina no dependerá del número de palas, dependerá de la bondad de su diseño y del área barrida por las palas.

La palas del rotor son las partes más sensibles a la fatiga causadas por las cargas dinámicas. En las turbinas modernas, se utilizan resinas epóxicas sobre fibra de vidrio para construir las palas del rotor. Las palas del rotor pueden alcanzar el 20% del coste total del aerogenerador.

El buje o cubo, acopla las palas al eje del aerogenerador, a través del cual transmiten el momento de giro. Este buje debe ser resistente y simple. Suele estar fabricado en acero.

3.5.4 Generador eléctrico

En los aerogeneradores de baja potencia, el generador eléctrico más empleado suele ser el síncrono de imanes permanentes, accionado directamente por la turbina eólica sin caja multiplicadora de velocidad (gear box) por lo que varía su velocidad de rotación en función de la velocidad del viento.

Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que este aerogenerador dispondrá de un rectificador o convertidor de alterna a continua conectado a la salida el generador eléctrico para poder obtener tensión continua.

Hay muy pocos aerogeneradores de pequeña potencia que dispongan de generador tipo asíncrono o de inducción, pero deben estar dotados de una batería de condensadores para el suministro de energía reactiva al generador.

La velocidad de rotación del aerogenerador en este caso es casi constante una vez conectado a la red eléctrica y será proporcional a la frecuencia de la señal de la red y al número de polos del generador. Pueden requerir transmisión mecánica o caja multiplicadora.

3.5.5 Regulación de los aerogeneradores de pequeña potencia

En la regulación de los aerogeneradores de pequeña potencia se puede distinguir entre la regulación de potencia que comienza cuando la velocidad del viento hace que el aerogenerador alcance su potencia nominal en la salida y la regulación de velocidad de rotación que se realiza cuando el aerogenerador está operando a potencia parcial, por debajo de su potencia nominal.

Normalmente la regulación de potencia se logra mediante el propio diseño de las palas o actuando de forma pasiva sobre el rotor. El sistema de regulación de potencia sirve también para proteger al aerogenerador de situaciones de sobre velocidad protegiéndolo en caso de situaciones de velocidades de viento extremas o desconexiones de la red o de la carga.

Las tecnologías más aplicadas son las siguientes:

- Regulación por entrada en pérdida aerodinámica (en inglés Stall):

Este sistema de regulación permite mediante el adecuado diseño de las palas que la regulación actúe de inmediato a partir de una cierta velocidad del viento y velocidad de rotación del rotor. La pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, así el ángulo de ataque de la pala aumenta al aumentar la velocidad de viento ya que una mayor velocidad de viento provoca el aumento de velocidad de rotación del rotor.

Esta solución es muy fiable ya que no requiere de partes móviles o mecanismos, sin embargo representa un problema de diseño muy complejo. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

- Regulación por cambio del ángulo de paso de la pala (en inglés Pitch):

Este tipo de regulación aumenta mediante un accionamiento mecánico, hidráulico o eléctrico el ángulo de paso de la pala a partir de una determinada velocidad de viento lo que provoca una cierta reducción de la velocidad de rotación.

En pequeños aerogeneradores, estos sistemas son pasivos; están basados en contrapesos con muelles que voltean progresivamente la pala según aumenta la velocidad de rotación, a la vez que aumenta la fuerza centrífuga sobre la masa o contrapeso.

Con un sistema correctamente diseñado, esta solución es la mejor para extraer la máxima potencia para valores de velocidad de viento por encima de la nominal.

- Regulación por desorientación o plegado del rotor (en inglés furling):

Se trata de sacar el rotor del plano en el que es perpendicular al flujo de viento, logrando que se reduzca la superficie expuesta del rotor, haciendo que la potencia extraída se mantenga o reduzca con velocidades de viento crecientes.

El plegado o la desorientación puede producirse con respecto al eje vertical o sea, desorientación lateral, que puede ser solo del rotor (plegado de rotor) o del conjunto rotor y generador (plegado de cola).

Con respecto al eje horizontal, también hay dos tipos, cabeceo en el que solo se inclina el rotor y el generador o inclinándose hacia arriba todo el conjunto rotor más generador más timón de cola como por ejemplo los de la serie Inclín fabricados por Bornay.

En este tipo de regulación, una de las mayores dificultades para el diseñador es obtener sistemas de plegado lo suficientemente rápidos como para filtrar ráfagas súbitas de viento evitando que la turbina se acelere.

Para lograr el frenado de las turbinas se pueden utilizar resistencias eléctricas de volcado o disipación a las cuales se deriva la energía convertida por la turbina con velocidades de viento alta y no disponer donde inyectarla por ejemplo en caso de baterías cargadas en sistemas aislados de red o en caso de falta de red en aerogeneradores conectados a la red eléctrica.

3.5.6 Sistemas de orientación

En los aerogeneradores de pequeña potencia, al contrario que en las grandes turbinas eólicas, la orientación se realiza mediante soluciones pasivas, debido a la necesidad de aumentar la fiabilidad y reducir las necesidades de operación y mantenimiento.

Por ello la solución más aplicada es la orientación por timón de cola, en el cual se diseña la superficie de la aleta y la longitud de la barra que la soporta para que con una mínima brisa lateral produzca un par suficiente para girar el rotor de la turbina hacia la dirección del viento.

3.5.7 Torre soporte

Toda aeroturbina requiere de un componente que la permita estar lo más alejada posible del suelo (se aconseja una altura mínima de 10 metros) de cara a aprovechar el perfil vertical del viento y producir la mayor cantidad de energía posible.

Se distinguen tres tipos principales de torre soporte: torres tubulares de acero, torres de celosía y torres de mástil tensado.

3.5.8 Potencia eólica disponible y potencia aprovechable por el aerogenerador

El valor del potencial eólico (energía cinética del viento) en un emplazamiento, antes de pasar a través del rotor del aerogenerador, viene dado por la siguiente ecuación:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$$

Donde:

- P_w es la potencia contenida en el viento (W).
- ρ es la densidad del aire, cuyo valor a la presión atmosférica estándar al nivel del mar con una temperatura de 15° C es 1,225 kg/m³ (estándar en la industria eólica).
- S es la superficie barrida por el rotor (m²).
- v es la velocidad del viento (m/s).

Del análisis de esta ecuación se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La energía del viento es proporcional al cubo de la velocidad a la que se mueve; si la velocidad del viento se duplica, la energía será ocho veces mayor.

- La potencia es directamente proporcional al área barrida por el rotor de la turbina; un incremento relativamente pequeño de la longitud del aspa o del diámetro del rotor produce un importante incremento de la potencia.
- La potencia depende linealmente de la densidad del aire, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá el aerogenerador. Hay que tener en cuenta que la densidad del aire disminuye con la temperatura y la altura.

Sin embargo, según la física fundamental para la aerodinámica de las turbinas eólicas, un aerogenerador sólo puede extraer una parte de la energía del viento que incide sobre el área barrida por el rotor.

Así, el físico alemán Albert Betz, demostró en 1919, que la proporción de energía cinética del viento que puede transformarse en energía mecánica en un generador eólico de eje horizontal, tiene un valor máximo de 0,59.

Dicha proporción o rendimiento, se describe por medio de un coeficiente de conversión o de potencia (C_P), definido como la relación entre la potencia aprovechada y la disponible, de la siguiente manera:

$$C_P = \frac{P_0}{P_W}$$

Donde:

- P_0 es la potencia mecánica obtenida por el aerogenerador (W).
- P_W es la potencia contenida en el viento incidente (W).

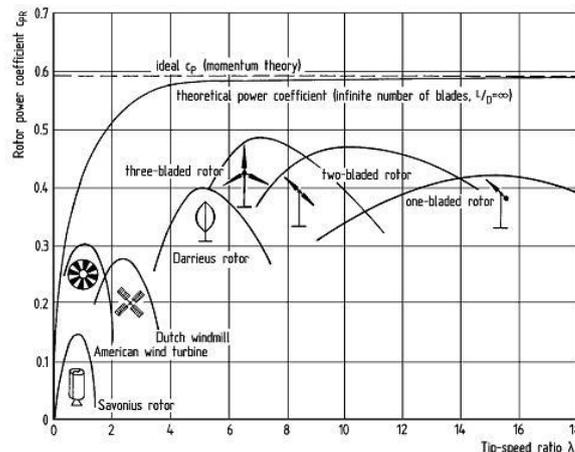


Figura 3.14 Coeficientes de potencia dependiendo del tipo de aerogenerador

Aunque el límite de Betz establece un C_{Pmax} de 0,59, diferentes limitaciones como rozamientos aerodinámicos y mecánicos, rendimiento del generador eléctrico, etc., en aplicaciones reales, el valor del coeficiente de potencia (C_P) rara vez toma valores superiores a 0,50.

3.5.9 Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia, es una de las características más significativas del aerogenerador; determina la potencia que entrega cada turbina eólica en relación a la velocidad del viento. Cada tipo de aerogenerador tiene su propia curva de potencia, que se obtiene mediante mediciones en ensayos normalizados.

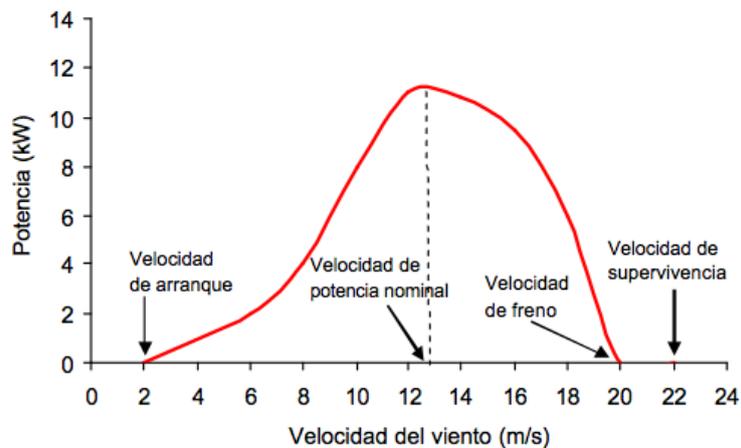


Figura 3.15 Curva de potencia de un aerogenerador

En la curva de potencia se pueden distinguir los siguientes parámetros:

- Velocidad de arranque (V_a): es la velocidad del viento a partir de la cual el generador empieza a producir electricidad.
- Velocidad nominal (V_n): es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal. El tramo de curva comprendido entre la velocidad de arranque y la nominal sigue una ley no lineal respecto a la velocidad.
- Velocidad de freno o de corte (V_c): es la velocidad del viento a la cual el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control para evitar el riesgo de sufrir algún daño dada la elevada velocidad del viento.
- Velocidad de supervivencia: Velocidad del viento por encima de la cual el aerogenerador puede dañarse a pesar de estar parado.

3.6 RENOVABLES EN EL CENTRO CANINO BERQUIER

3.6.1 Emplazamiento del Centro Canino Berquier

El Centro Canino Berquier, se encuentra en la localidad de Añorbe (Zona Media de Navarra), concretamente en el kilómetro 5,5 de la carretera comarcal NA-6020, que une Carrascal con Artajona (más información en el capítulo 4. PLANOS, situación y emplazamiento).

Las coordenadas decimales y la altitud, son las siguientes:

Latitud: 42,636406 **Longitud:** -1,699332
Altitud: 614 m

3.6.2 Equipamiento y actividad del Centro Canino Berquier

En el Centro Canino Berquier, nos encontraremos con una empresa familiar dedicada a la guardería, cría, adiestramiento de perros y pequeñas mascotas. Para ello, cuenta con el siguiente equipamiento:

- Boxes individuales tanto exteriores, como interiores calefactados, para la guardería de perros o pequeñas mascotas.



- Zona de adiestramiento para los perros y pequeñas mascotas.
- Consultorio veterinario, para atenciones primarias o de emergencia.
- Vivienda de uso habitual para los propietarios del Centro Canino.

3.6.3 Datos climatológicos y recurso eólico y solar disponible

Los datos climatológicos de partida, necesarios para caracterizar tanto el recurso eólico como solar del emplazamiento, se obtienen de la estación meteorológica Carrascal GN que se encuentra a una distancia de 6 km exactos al noroeste del Centro Canino Berquier.

La zona por la que discurre la carretera comarcal NA-6030 (Carrascal – Artajona), posee un potencial eólico elevado; las mediciones realizadas por la estación meteorológica en los últimos 15 años, arrojan un resultado de 6,41 m/s de velocidad media del viento.

Tanto es así, que a lo largo del cerro paralelo a la citada carretera comarcal, justo en el tramo donde se encuentra el Centro Canino Berquier, se ha instalado un parque eólico con varios aerogeneradores de gran potencia en línea, orientados al noroeste.

En cuanto al recurso solar, en invierno, la insolación media en la Zona Media Navarra, varía entre las 3,6 y las 4,4 horas diarias, lo cual arroja unos valores más discretos, si los comparamos con la capacidad eólica existente en la comarca.



4. NORMAS Y REFERENCIAS

4.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS DE REFERENCIA

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que transpone al ordenamiento interno la Directiva 2011/92/UE, de 13 de diciembre, de evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 436/2004, de 27 de marzo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electro-técnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales. Y las modificaciones que sobre ésta ha producido las leyes 50/1998, 54/2003 y el Real Decreto Legislativo 5/2000.
- Pliego de condiciones técnicas del Instituto para el Desarrollo y el Ahorro Energético, IDAE, para instalaciones aisladas de la red.
- Normas UNE y recomendaciones UNESA pertinentes, en el ámbito de aplicación del presente proyecto.

4.2 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- "Ingeniería de la energía eólica" de Miguel Ángel Vilarubia López. Edit. Marcombo, S.A.
- "Energía solar fotovoltaica" de Miguel Pareja Aparicio. Edit. Marcombo, S.A.



- Manual sobre “Cargas de viento”, Institute of Electrical and Electronics Engineers-IEEE.
- Generación Aislada sistema auxiliares y aislados, Victron Energy.

4.3 REFERENCIAS DE INTERNET

- Meteorología y climatología de Navarra → www.meteo.navarra.es
- Danish Wind Industry Association → www.windpower.org
- ENGINEERING Instalaciones FV → www.renewableengineering.blogspot.com.es

4.4 PROGRAMAS DE CÁLCULO

- **PVGIS** (Photovoltaic Geographical Information System):

Herramienta “online” en la dirección <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, que dispone series de datos sobre irradiación en cualquier parte de Europa. Calcula el ángulo óptimo para obtener la máxima radiación solar en cada emplazamiento.

- **EXCEL** de Microsoft Office:

Hoja de cálculo, con la que se ha realizado el tratamiento de los datos diezminutales del viento, ya que dispone de funciones estadísticas como la distribución de Weibull, así como el resto de funciones de cálculo necesarias para el desarrollo del proyecto.



5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

5.1 DEFINICIONES

5.1.1 Recurso eólico

Viento: Corriente de aire producida en la atmósfera por causas naturales.

Rosa del viento: Es un diagrama polar que representa el tanto por ciento de viento con la dirección indicada y, en módulo, su escala de velocidad media.

Distribución Weibull: Función estadística que describe la ocurrencia en la distribución de velocidades del viento.

5.1.2 Radiación solar

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide kWh/m².

5.1.3 Generadores mini-eólicos

Rotor: Transforma la energía cinética del viento en energía mecánica. Se compone de las palas, que reciben la energía del viento y del buje, que une las palas con el eje del generador.

Generador eléctrico: Transforma la energía mecánica que recibe el eje del generador, que puede ser síncrono o asíncrono, en energía eléctrica.

Torre soporte: Estructura sobre la cual se eleva el generador eólico para recibir a mayor cantidad de viento posible.

5.1.4 Generadores fotovoltaicos

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

Módulo fotovoltaico: Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia (1kW/m²), de temperatura en la célula solar (25°C ±2°C), y de distribución espectral (AM 1,5) utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares con una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m /s.



5.1.5 Acumuladores de plomo-ácido

Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.

Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

Autodescarga: Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

Capacidad nominal: Por ejemplo C_{20} (Ah), es la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso.

Capacidad útil: Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max} .

Estado de carga: Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

Profundidad de descarga (PD): Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

Régimen de carga (o descarga): Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga).

Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100$ Ah) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5$ A.

Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente de 2 V.

5.1.6 Reguladores de carga

Regulador de carga: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

Voltaje final de carga: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

5.1.7 Inversores

Inversor: Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

V_{RMS} : Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

Potencia nominal (VA): Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.



Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Distorsión armónica total THD (%): Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida.

5.2 ABREVIATURAS

- V → Voltios.
- W → Vatios.
- A → Amperios.
- Wh → Vatio hora.
- Hz → Hercio.
- CA → Corriente alterna.
- CC → Corriente continua.
- BT → Baja tensión.
- REBT → Reglamento electrotécnico de baja tensión.
- CGBT → Cuadro general de baja tensión.

6. REQUISITOS DE DISEÑO

6.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO CANINO BERQUIER

El Centro Canino Berquier, es una empresa familiar dedicada a la guardería, cría, adiestramiento de perros y pequeñas mascotas.

Se trata de una finca situada en Añorbe (Zona Media Navarra), con forma de un triángulo rectángulo con $(120\text{m} \times 90\text{m}) / 2 = 5400 \text{ m}^2$ de superficie.

En el capítulo 4. PLANOS emplazamiento, se puede observar como el lado recto o cateto más largo (120 m), coincide con el borde la carretera en el punto kilométrico 5,5 de la NA-6020.

La finca, cuenta con una edificación principal, un pequeño pabellón calefactado, una zona de “boxes” exterior, una zona de adiestramiento y un aparcamiento para clientes.

6.1.1 Edificación principal

En el mismo borde de la carretera, junto al ángulo más agudo del triángulo, se encuentra la edificación principal que en realidad son dos construcciones anexas, de dos plantas cada una, con una superficie en planta total de $21,5\text{m} \times 10,5\text{m} = 225,75 \text{ m}^2$.

En la construcción principal, con una superficie en planta de $16,5\text{m} \times 10,5\text{m} = 173,25 \text{ m}^2$, se ubica el consultorio veterinario y la vivienda habitual de los propietarios. La primera planta se encuentra abuhardillada, por lo que se dispone de menos m^2 .

Dependencia		Superficie (m2)
Planta baja	Recepción	12
	Consultorio	64
	Cocina	32
	Salón	32
	Aseo	6
Primera planta	Estudio	56
	Dormitorio 1	24
	Dormitorio 2	24
	Baño	9

Tabla 6.1 Distribución edificio consultorio y vivienda habitual

En el edificio anexo, se ubica el garaje cerrado, el almacén, y el cuarto eléctrico donde se alojarán los equipos de la instalación. Se distribuye así:

Dependencia		Superficie (m2)
Planta baja	Garaje	26
	Almacén	14
Primera planta	Cuarto eléctrico	30

Tabla 6.2 Distribución edificio garaje, almacén y cuarto eléctrico

En cuanto al consultorio, según el “Reglamento para el ejercicio profesional en una clínica de pequeños animales”, debe contar con una sala de recepción, y con una consulta de al menos 25 m^2 , dotada de los materiales médico-quirúrgicos necesarios.



Por ese motivo, el consultorio del Centro Canino Berquier, dispone de una mesa de exploración con iluminación adecuada (mínimo 350 lux) y un equipo portátil de rayos x 60mA 100Kv.

6.1.2 Aparcamiento para clientes

A la derecha de la edificación principal, según se mira desde la carretera, se encuentra un aparcamiento rectangular para clientes, con una superficie de unos 300 m².

6.1.3 Zona de adiestramiento

A continuación del aparcamiento, se encuentra la zona de adiestramiento para perros. Se trata de un césped rectangular de unos 540 m².

6.1.4 Zona de “boxes”

Justo tras la zona de adiestramiento, se encuentra la zona de “boxes” tanto exteriores, como interiores climatizados para la guarda de los perros y pequeñas mascotas.

La zona de “boxes” exteriores, cuenta con 24 “boxes” individuales de 6m x 3m= 18 m² (9 m² cubiertos + 9 m² descubiertos) más otros 14 “boxes” individuales de 2,5m x 2m = 5 m² para cortas estancias.

Los “boxes” interiores, se hallan en un pabellón cerrado con una superficie de 15,3m x 6m = 91,8 m², y una altura máxima de 3 m en el centro y de 2,40 m en los laterales.

El pabellón se encuentra calefactado, mediante un generador de aire caliente a gas, que no entra dentro del ámbito del presente proyecto, y dispone de 10 “boxes” individuales, apropiados para estancias invernales.

Para finalizar, se debe recordar que en el capítulo 4. PLANOS, se pueden consultar los detalles correspondientes al plano de situación, al plano de emplazamiento, y al plano con la distribución de los edificios principales.

6.2 DETERMINACION DE LOS CONSUMOS

En instalaciones como la nuestra, abastecidas mediante energías renovables, se debe asignar de manera muy estricta, la carga eléctrica necesaria, para obtener unos consumos contenidos.

6.2.1 Demanda eléctrica y potencia instalada

En el capítulo 2. MEMORIA DE CALCULO, se justifica debidamente la potencia instalada en el Centro Canino Berquier, (aplicando los coeficientes de simultaneidad conforme al ITC-BT-25 del REBT), así como el consumo estimado para el mismo. Dado que la instalación aguas abajo del CGBT ya está realizada, todas las cargas se alimentan en corriente alterna.

Iluminación:

En la iluminación interior, se estimarán los luxes según la Norma UNE-EN-12464-1:2003, y se seleccionarán las lámparas que mejor se adapten a nuestra situación de ahorro energético. La iluminación interior, se activará mediante interruptores manuales.

El alumbrado exterior, será el mínimo necesario para desenvolverse con seguridad en horas nocturnas, y se activará mediante sensores de movimiento.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Iluminación					
Recinto	Nº Lum.	P (W)	P _{inst.} (W)	T (h/día)	E (Wh/día)
Recibidor	1	30	22.5	0.3	9
Pasillo	3	12	27	0.3	10.8
Escalera	1	18	13.5	0.3	5.4
Distribuidor	2	12	18	0.2	4.8
Consulta	4	24	72	3	288
Despacho	2	60	90	3	360
Anexo	2	18	27	1	36
Aseo	1	12	9	1	12
Baño	2	18	27	2	72
Salón	4	24	72	4	384
Cocina	4	18	54	3	216
Dormitorio 1	3	24	54	2	144
Dormitorio 2	3	24	54	2	144
Garaje	4	24	72	0.3	28.8
Almacén	4	24	72	0.2	19.2
Exteriores	4	15	45	2	120
Aparcamiento	4	15	45	2	120
Nave	8	15	90	2	240
Zona boxes	12	15	135	2	360
		Total P_{inst.}	999	Total E_{cons.}	2574

Tabla 6.1 Potencia instalada y consumo de las cargas de iluminación

Receptores eléctricos:

Se han seleccionado receptores de bajo consumo. Los grandes electrodomésticos, tienen la calificación energética de A+++ , y para estimar su consumo, se tendrá en cuenta el consumo medio por hora, (o media anual, en el caso del frigorífico), especificado por el fabricante.

A continuación, se muestran los consumos de los receptores eléctricos:

Receptores eléctricos					
	Nº	P (W)	P _{inst.} (W)	T (h/día)	E (Wh/día)
Frigorífico	1	160	160	24	480
Lavavajillas	1	1900	1254	1	830
Lavadora	1	2300	1518	1	1050
Microondas	1	700	700	0.25	175
Extractor	1	300	300	1	300
Nevera	1	80	80	24	240
Luminaria	1	22	22	2	44
RX portátil	1	50	50	0.1	5
PC portátil	2	190	380	3	270
Impresora	1	100	100	0.2	9
Televisión	1	150	150	5	750
Caldera	1	110	110	8	880
Clima gas	1	160	160	8	1280
Tomas uso general		3450	690	4	2760
		Total P_{inst.}	5674	Total E_{cons.}	9073

Tabla 6.2 Potencia instalada y consumo de los receptores de corriente alterna

A modo de resumen, se muestran los resultados obtenidos, en la siguiente tabla:

	P_{inst.total} (W)	E_{md.nom.} (Wh/día)
Iluminación	999	2574
Receptores	5674	9073
	6673	11647

Tabla 6.3 Potencia instalada y demanda eléctrica media diaria

6.2.2 Distribución de la demanda en el tiempo

No existen variaciones del consumo eléctrico a lo largo del año. Se estima que la demanda media diaria se reparte uniformemente entre las 7 y las 24 horas, siendo el consumo en las demás horas prácticamente nulo.

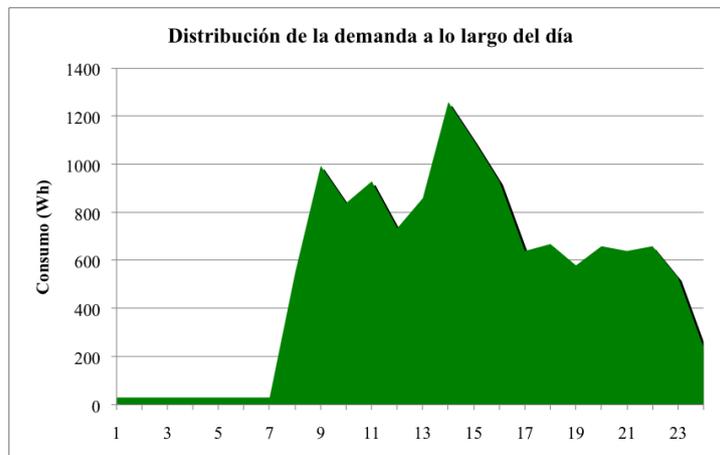


Figura 6.1 Simulación del consumo diario por cada hora del día

6.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS

Los datos climatológicos que se presentan a continuación, se han obtenido de la estación meteorológica Carrascal GN, perteneciente al Gobierno de Navarra, que se encuentra a una distancia de 6 km al noroeste del Centro Canino Berquier.

Como sabemos, para realizar una proyección futura fidedigna de las condiciones climáticas de una zona concreta, es necesario disponer de un histórico representativo de datos (series de más de 10 años, para temperaturas, y de más de 20 años, para precipitaciones).

En ese sentido, la estación meteorológica Carrascal GN, aporta las medias mensuales de los datos climatológicos más representativos, en cuanto a las temperaturas, la cantidad de viento y la radiación solar, de los últimos 15 años (desde 1999, hasta la actualidad).

6.3.1 Emplazamiento de la estación meteorológica Carrascal GN

Las coordenadas decimales y altitud de la estación meteorológica, son las siguientes:

Latitud: 42,68225353 **Longitud:** -1,66151512
Altitud: 568 m

6.3.2 Temperaturas

La temperatura ambiente, interviene en el dimensionado y rendimiento de algunos componentes de una instalación renovable (paneles fotovoltaicos, sistema de baterías, etc.).

Los datos mostrados, se corresponden con las temperaturas medias mensuales del período de medición (últimos 15 años) recogidos en la estación meteorológica Carrascal GN.

Temperatura (°C)	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
Máxima absoluta	17,0	20,1	24,5	29,2	33,8	38,7	37,3	40,9	35,3	30,5	21,3	17,8	40,9
Máxima media	7,9	9,1	13,4	15,5	19,7	25,1	27,4	27,8	23,7	18,7	11,4	8,3	17,3
Media media	4,5	5,1	8,3	10,3	13,7	18,2	20,0	20,3	17,3	13,7	7,9	4,8	12,0
Mínima media	1,4	1,5	3,8	5,5	8,3	12,1	13,9	14,5	12,1	9,4	4,8	1,7	7,4
Mínima absoluta	-6,4	-8,3	-8,1	-1,6	0,5	4,5	7,6	7,8	3,1	-0,6	-5,6	-10,0	-10,0

Tabla 6.4 Rango de temperaturas en la estación meteorológica Carrascal GN

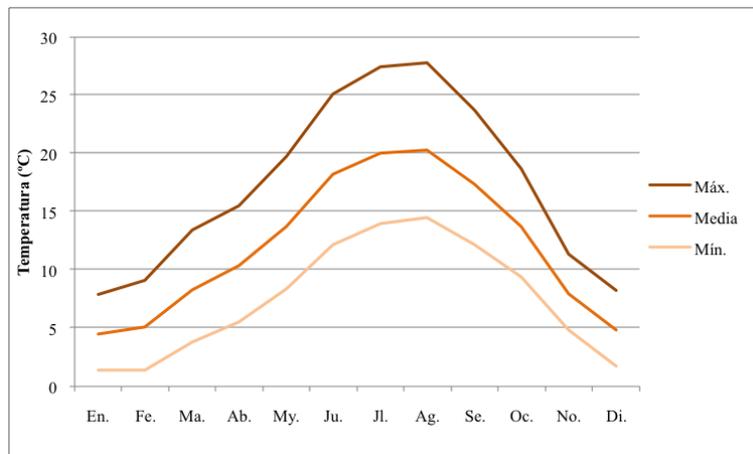


Figura 6.2 Gráfica con las temperaturas medias máximas, medias y mínimas en Carrascal GN

6.3.3 Viento

La cantidad del viento existente en un emplazamiento resulta esencial para determinar si es factible el uso de una turbina eólica.

La serie de datos sobre el recurso eólico disponibles, han sido obtenidos por el anemómetro de la estación meteorológica Carrascal GN, situado a una altura de 10 metros, en mediciones realizadas a lo largo de los últimos 15 años.

No obstante, para el correcto dimensionado de un aerogenerador, el recurso eólico se debe caracterizar, mediante el tratamiento estadístico de los datos diezminutales del viento, tal como se expone en el capítulo 2 MEMORIA DE CÁLCULO.

Velocidades medias mensuales del viento y variación estacional:

Vel. Viento (m/s)	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
Vel. media	5,78	6,28	6,44	6,25	6,11	6,94	7,5	7,14	6,3	5,88	5,97	6,33	6,41
Racha máx.	30,2	35,7	28,9	27,65	27	29,3	27,8	28,7	26,25	30,8	30	33,1	35,7

Tabla 6.5 Velocidades medias mensuales del viento y racha máxima mensual

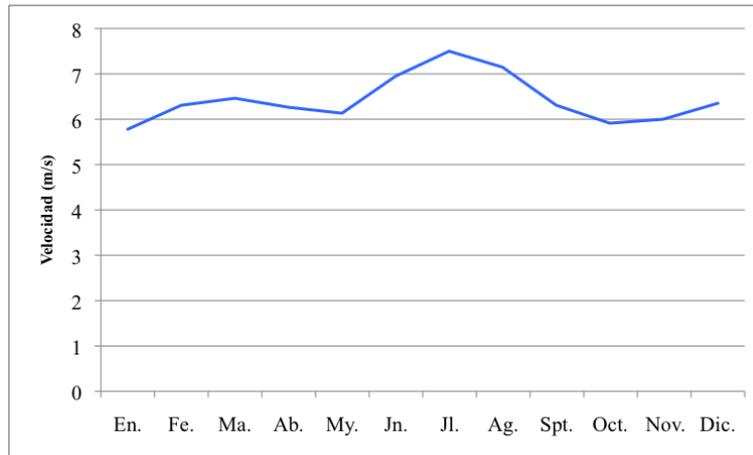


Figura 6.3 Variación estacional de las velocidades medias del viento

Como se puede observar, el viento apenas varía con las estaciones del año. La variación máxima (23%), se produce entre el valor de enero (5,78 m/s), y el de agosto (7,5 m/s).

El viento de la zona, por lo tanto, no se rige por el patrón de más viento en invierno y menos en verano, y se mantiene estable a lo largo de todo año.

En cuanto al potencial eólico, siendo la velocidad media anual de 6,41 m/s, se puede considerar que la zona posee un potencial eólico alto (supera la media de 5,5 m/s).

Perfil vertical, rosa de direcciones y distribución de velocidades del viento:

El perfil vertical de las velocidades del viento, parte con la velocidad media anual a una altura de 10 metros, que tiene un valor de 6,41 m/s (ver tabla 6.5) y se ha calculado para una longitud de rugosidad de 0,055 m.

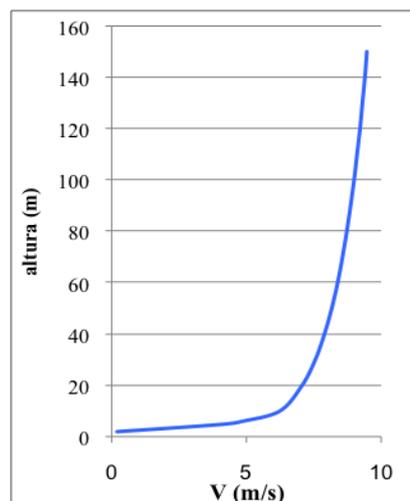


Figura 6.4 Variación de la velocidad del viento con la altura (rugosidad =0,055)

En el siguiente diagrama polar, se muestra la distribución de direcciones del viento. Tal y como se puede observar, casi el 30% de las veces, el viento viene del NE, por lo que en caso de instalar un generador eólico, debería estar orientado en esa dirección.

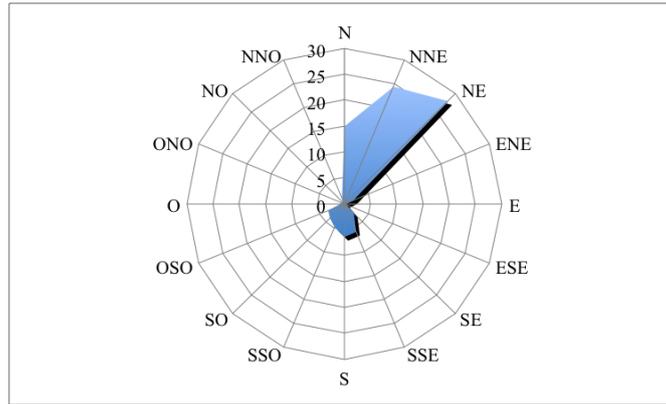


Figura 6.5 Distribución de las direcciones del viento (rosa de los vientos)

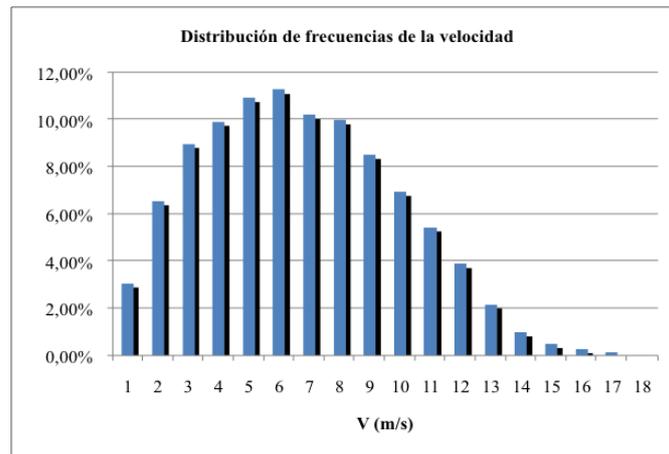


Figura 6.6 Distribución de las velocidades del viento

La distribución de velocidades del viento, nos indica que el mayor porcentaje de velocidades del viento se agrupa en torno a los 6 m/s.

6.3.4 Radiación solar

En la tabla 6.6, se muestra la irradiancia diaria media mensual (W/m^2), disponible sobre el plano horizontal, así como las horas de insolación media diaria por mes, en el emplazamiento de la estación meteorológica. El valor anual, se corresponde con la media diaria de todo el año.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
Irradiancia (W/m^2)	70,8	110,1	163,9	203,9	251,2	285,4	294,9	254,6	192,4	125,8	80,7	62,3	174,7
Insolación (horas)	3,5	4,8	6,1	6,7	8,0	9,4	10,1	8,8	7,5	5,5	4,1	3,7	6,52

Tabla 6.6 Irradiancia (W/m^2) sobre el plano horizontal, media diaria mensual y horas de insolación media mensual

La figura 6.7 muestra de una manera gráfica, que la cantidad de irradiancia media mensual (W/m^2) disponible en el emplazamiento, al contrario de lo que sucedía con el viento, sufre grandes variaciones estacionales.

Julio, es el mes con mayor irradiancia, y su valor ($294,9 W/m^2$), es casi 5 veces mayor que la irradiancia de diciembre, que es el mes con el valor más bajo ($62,3 W/m^2$).

Por otro lado, cabe mencionar que la irradiancia (W/m^2), es la potencia por unidad de área sobre la superficie horizontal, y para el dimensionado de un sistema fotovoltaico, se debe tener en cuenta la irradiación (Wh/m^2) o energía por unidad de área, disponible sobre el plano horizontal del emplazamiento caracterizado.

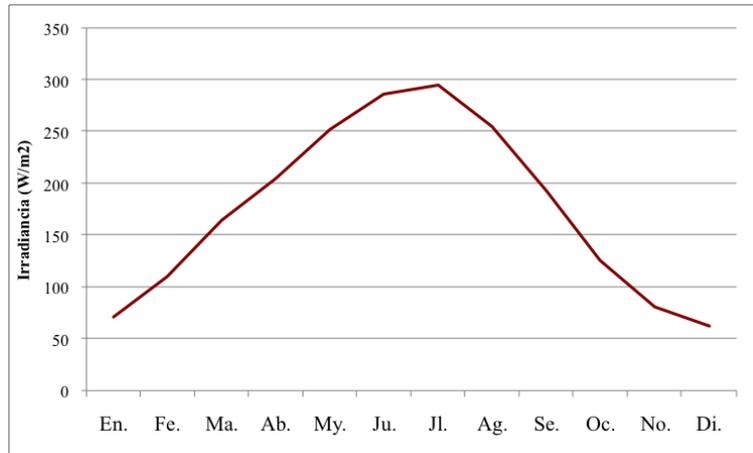


Figura 6.7 Irradiancia (W/m^2) sobre el plano horizontal, medias diarias mensuales

Por lo tanto, los valores de irradiancia sobre el plano horizontal (potencia por unidad de área), deben transformarse, en primer lugar, en valores de irradiación sobre el plano horizontal (energía aportada por unidad de área).

Así, a partir de los valores de irradiación sobre la horizontal, tal y como se expone en el capítulo 2. MEMORIA DESCRIPTIVA, se podrá determinar la irradiación o energía por unidad de área existente sobre un plano arbitrariamente inclinado, o sea, sobre el generador fotovoltaico.

7. ANALISIS DE SOLUCIONES

7.1 ALTERNATIVAS PLANTEADAS

A continuación, se plantean diferentes alternativas para abastecer de energía eléctrica en Centro Canino Berquier:

- **Conexión a la red eléctrica:** esta alternativa consiste en derivar una línea eléctrica hasta el emplazamiento del Centro Canino Berquier.
- **Instalación solar fotovoltaica aislada sin generador auxiliar de apoyo:** esta alternativa consiste en realizar una instalación solar fotovoltaica con acumulación en baterías, que son las que suministran la totalidad del consumo.
- **Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar:** en esta alternativa se instala un generador auxiliar, con el fin de reducir el banco de baterías y evitar la parada del sistema en el caso de un periodo prolongado sin radiación solar.
- **Instalación híbrida eólica fotovoltaica aislada con generación auxiliar:** esta alternativa consiste en utilizar un sistema de generación híbrido (eólico y fotovoltaico), con el respaldo de un generador auxiliar. Se reduce el banco de baterías y se evita la parada del sistema en el caso de un periodo prolongado sin viento y/o radiación solar.

7.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Entre las alternativas planteadas, se seleccionará aquella que se considere más apropiada según los siguientes criterios:

- Exigencias y preferencias del cliente.
- Fiabilidad de datos climáticos.
- Disponibilidad de recursos renovables.
- Coste de instalación del sistema.
- Interrupción de la alimentación.
- Coste de operación y mantenimiento.
- Impacto ambiental.

Para cada alternativa, los criterios mencionados se valorarán del 1 al 5, siendo el 5 la mejor puntuación posible.

Asimismo, cada uno de los criterios tiene un peso diferente, por lo que, una vez realizada la media ponderada, la alternativa con mayor valor será la alternativa elegida.

A continuación, se especifica el significado de cada uno de los criterios y el peso de cada uno a la hora de seleccionar la alternativa adecuada.

- **Exigencias y preferencias del cliente (25%):** se debe tener en cuenta las preferencias del cliente a la hora de seleccionar la alternativa adecuada. En el caso de que el cliente rechace alguna de las alternativas, esta será eliminada directamente sin tener en cuenta el resto de factores.
- **Fiabilidad de los datos climáticos (10%):** a la hora de dimensionar un sistema de energías renovables, es fundamental poseer una serie de datos climáticos suficientemente larga y lo más completa posible.
- **Disponibilidad de energía renovables (15%):** por disponibilidad, se entiende la cantidad de energía que nos puede aportar las fuentes renovables que se hayan analizado.



- **Coste de instalación del sistema (20%):** este criterio cuantifica el coste de instalación de cada una de las alternativas. Cuanto menor sea el coste de instalación de la alternativa evaluada, mayor valor se le dará al criterio.
- **Interrupción del suministro energético (15%):** este criterio cuantifica la probabilidad de interrupción en el suministro de energía eléctrica, en función de la solución adoptada. Cuanto menor sea la probabilidad de este criterio, mayor valor para el criterio.
- **Coste de operación y mantenimiento (5%):** este criterio cuantifica el coste de operación y mantenimiento durante la vida útil del sistema. Cuanto menor sea el coste de operación y mantenimiento, mayor valor tendrá el criterio.
- **Impacto ambiental (10%):** se valorará el impacto ambiental que produce cada una de las alternativas. Cuanto menor sea el impacto, mayor sea el valor del criterio.

7.3 EVALUACION DE ALTERNATIVAS

7.3.1 Conexión a la red eléctrica

Esta alternativa queda descartada por exigencias del cliente. El Centro Canino Berquier, quiere convertirse en un referente en el desarrollo de un modelo de negocio sostenible, desde el punto de vista medioambiental, que a su vez sea coherente con el buen trato a los animales.

En ese sentido, uno de los ejes estratégicos que se persigue, es lograr un abastecimiento eléctrico autónomo mediante energías renovables, a menos que el coste, que se asume que sea mayor que el de la conexión a la red, haga inviable la apertura del propio Centro Canino.

7.3.2 Instalación solar fotovoltaica aislada sin sistema de generación auxiliar

Esta alternativa es la favorita del cliente. Además de los datos de la estación meteorológica Carrascal GN, existen bases de datos como PVGIS, con datos suficientes y fiables, sobre la irradiación solar en el emplazamiento del Centro Canino Berquier.

El impacto ambiental de esta alternativa es mínimo, al no usar un sistema de generación auxiliar, sin embargo, el coste de instalación se encarece debido a varias razones:

- Dada la cantidad de irradiación en el emplazamiento, es necesario un generador fotovoltaico de una dimensión considerable para abastecer el consumo estimado.
- Al necesitar un mayor número de días de autonomía, se debe sobredimensionar el sistema de acumulación, que es uno de los componentes más caros de la instalación.

El entorno del Centro Canino Berquier, se encuentra rodeado por árboles de 3 a 4 metros de altura, por lo que el generador FV debería colocarse sobre el tejado de la edificación principal, lo cual limita el número de paneles solares que se pueden instalar.

Por otro lado, la probabilidad de corte de suministro es el mayor de todos los sistemas, al no poseer de un generador eólico de apoyo, ni de un sistema de generación auxiliar, en el caso de que se diera un periodo continuado sin radiación solar.

7.3.3 Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar

Esta alternativa es satisfactoria para el cliente, pero no tanto como la anterior, debido a la dependencia de un generador auxiliar para que el sistema funcione correctamente. Sin embargo, el coste de la instalación es menor, debido a que el sistema de acumulación se reduce al disminuir el número de días de autonomía necesarios.

Además, el respaldo de un generador auxiliar elimina el riesgo de que se produzca una interrupción en el abastecimiento eléctrico ante la ausencia de radiación solar.

No obstante, la necesidad de un generador fotovoltaico de grandes dimensiones, persiste, al tener que abastecer el conjunto del consumo mediante paneles solares.

Además, el coste de operación aumenta por el coste del combustible del generador auxiliar, y la alternativa, tiene un mayor impacto ambiental directo, debido al uso del generador auxiliar. Este impacto sigue siendo bajo, ya que éste solo entraría en funcionamiento, en alguna ocasión, durante los meses con menor radiación solar.

7.3.4 Instalación híbrida eólica fotovoltaica con generador de apoyo

Esta alternativa satisface al cliente tanto como la anterior, teniendo en cuenta las limitaciones de espacio existentes para la instalación de un generador FV de grandes dimensiones.

Existe disponibilidad de datos sobre el recurso eólico, debido a las mediciones diezminutales sobre direcciones y velocidades del viento que dispone la estación meteorológica Carrascal GN, que se encuentra 6 km al noroeste de nuestro emplazamiento.

Asimismo, la zona posee un potencial eólico elevado, con una velocidad del viento, media anual, de 6,41 m/s y rachas de viento de hasta 35 m/s. Tanto es así, que a lo largo del cerro paralelo al Centro Canino Berquier, se ha instalado un parque eólico con varios aerogeneradores de gran potencia en línea, orientados al noroeste.

La instalación de un generador eólico, reduce la dimensión del generador FV, de manera que se pueda instalar sobre el tejado de la edificación principal. Asimismo, el coste adicional del aerogenerador, se compensa con la disminución del número de paneles FV necesarios.

El respaldo de un generador auxiliar elimina el riesgo de interrupción en el abastecimiento de energía eléctrica, y tal y como ya se ha comentado en el análisis del resto de alternativas, reduce el coste en el sistema de acumulación por baterías.

7.4 SOLUCION ADOPTADA

En la siguiente tabla, se puntúan cada uno de los criterios establecidos para evaluar las alternativas que se han planteado, salvo la de conexión a red ya descartada:

Criterio	Peso	FV	FV+G _{aux}	Híbrida+G _{aux}
Preferencia cliente	25%	5	4	4
Fiabilidad datos	10%	5	5	5
Disponibilidad energía	15%	3	3	5
Coste instalación	20%	2	3	3
Interrupción suministro	15%	3	5	5
Coste operación	5%	4	3	2
Impacto ambiental	10%	4	3	3
Puntuación total (sobre 5)		3,65	3,75	4

Tabla 7.1 Puntuación de las alternativas planteadas

En vista de la puntuación obtenida por cada una de las alternativas, la mejor opción para abastecer el Centro Canino Berquier de energía eléctrica, es una **instalación híbrida eólica fotovoltaica autónoma, con el respaldo de un grupo electrógeno.**

8. RESULTADOS FINALES

8.1 EL SISTEMA HIBRIDO EOLICO FOTOVOLTAICO

El sistema híbrido eólico fotovoltaico, es una de las alternativas más empleadas en la generación de energía distribuida y para abastecer consumos eléctricos aislados.

La energía eólica y la fotovoltaica se complementan; trabajando juntas, no sólo mejoran la fiabilidad de los sistemas aislados, sino que los hacen más rentables que operando por separado.

En el presente capítulo, se expondrá la arquitectura de un sistema híbrido eólico fotovoltaico, con generador de apoyo, como el nuestro, así como la función que desempeñan cada uno de los componentes de la instalación.

8.1.1 Arquitectura

En la figura adjunta, se muestra el esquema genérico de una instalación híbrida eólica fotovoltaica aislada, con generador de apoyo, como la nuestra:

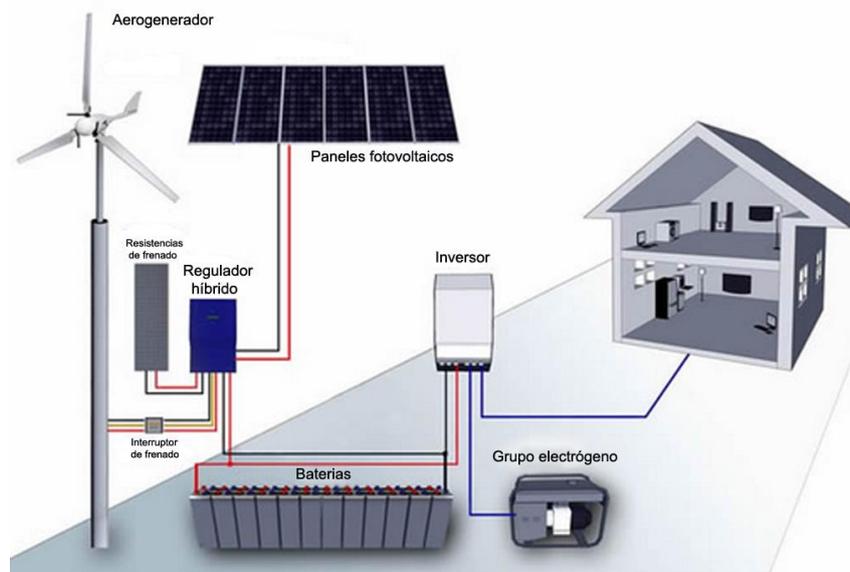


Figura 8.1 Arquitectura de un sistema híbrido eólico fotovoltaico

Tal y como se puede observar, la instalación híbrida integra una serie de componentes principales, cuya función se describe a continuación:

Generador eólico o aerogenerador de pequeña potencia:

Está compuesto por el rotor, que convierte la energía cinética del viento en momento de giro, o sea, en energía mecánica, y el generador eléctrico acoplado mecánicamente al rotor convierte la energía mecánica en energía eléctrica, que normalmente es de frecuencia y tensión variable, es rectificadora por el regulador eólico para obtener corriente continua.

Para aprovechar de manera óptima la energía del viento, el aerogenerador debe estar correctamente orientado (poseen un timón o aleta de cola) y a una distancia apropiada del suelo mediante una estructura soporte o torre.

Generador fotovoltaico:

Lo componen los módulos o paneles fotovoltaicos, que son los encargados de captar la radiación solar y transformarla en electricidad, generando una corriente continua (CC).

El número de paneles quedará determinado por la potencia que se necesita suministrar, y su disposición y forma de conexionado (en serie o en paralelo), será en función de la tensión nominal de suministro y la intensidad de corriente que se desee generar.

Regulador o controlador de carga:

Es el encargado de controlar la carga de las baterías, tanto desde el aerogenerador, como desde los paneles fotovoltaicos. Protegen el sistema de acumulación, evitando que se produzcan cargas o descargas excesivas.

Existen reguladores híbridos, como el que se muestra en la figura 8.1, aunque generalmente se instala uno para cada tipo de generador.

El regulador eólico, además controlar la carga y proteger las baterías, rectifica la electricidad en forma de corriente alterna de frecuencia variable que produce el generador eólico, en corriente continua apta para almacenar en el sistema de acumulación.

Acumuladores o baterías:

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

De esa manera, cuando se emplean baterías en una instalación híbrida, permiten el almacenamiento de la energía que se produce en los generadores eólicos y fotovoltaicos, para suministrar la corriente eléctrica demandada por los receptores de la instalación.

La capacidad de un acumulador se mide en amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga. Si este tiempo es muy corto, la capacidad de la batería disminuye, mientras que si el tiempo de descarga aumenta haciéndose ésta lenta, la capacidad de la batería aumenta.

Inversor o convertidor DC/AC:

Es un dispositivo que permite la conversión de la corriente continua (CC) que proviene del sistema de almacenamiento, en corriente alterna (AC) para que pueda ser empleada por los receptores utilizados en la instalación.

Grupo electrógeno:

El grupo electrógeno, asegura la disponibilidad del servicio eléctrico, evitando las posibles interrupciones en el suministro provocadas por una carga insuficiente en las baterías (días consecutivos nublados o con poco viento), por averías o por operaciones de mantenimiento.

El grupo electrógeno, es un generador eléctrico alimentado por gasóleo, gasolina o gas (butano o propano), que puede conectarse directamente a las cargas (arranque manual), o cargar las directamente baterías a través del inversor/cargador de la instalación (arranque automático).

Por lo tanto, el dimensionado del generador, estará sujeto a las condiciones particulares de utilización dentro del sistema híbrido, en función del consumo total previsto en la instalación.

Estructuras de soporte:

Otro de los elementos importantes de un sistema híbrido eólico fotovoltaico, son las estructuras de soporte, tanto del aerogenerador como del generador FV.

La estructura del aerogenerador, debe asegurar que el viento incida de manera óptima sobre sus palas. Para ello debe tener la orientación y altura adecuadas.

En cuanto al generador FV, la estructura de soporte asegura un buen anclaje, además de la orientación y el ángulo de inclinación idóneos para optimizar al máximo su rendimiento.

Cableado y elementos de protección:

Para que el sistema híbrido funcione en condiciones seguras, tanto para garantizar la duración de los equipos, como para prevenir posibles accidentes sobre las personas, la instalación debe realizarse conforme a la legislación vigente (REBT, IDAE, Normas UNE, etc.), utilizando el cableado y los elementos de protección establecidos para ello.

8.1.2 Funcionamiento

Básicamente, el sistema funciona conectando un aerogenerador y un conjunto de paneles solares fotovoltaicos, ambos de la misma tensión nominal de trabajo, a un conjunto de baterías, con lo que se asegura el abastecimiento de energía, generada a lo largo del tiempo.

Un sistema de regulación, realizará la función del control de carga de las baterías y el control de los procesos de conexión y desconexión de las cargas alimentadas y un sistema de adaptación del suministro que ajuste los parámetros de las dos fuentes de energía eléctrica.

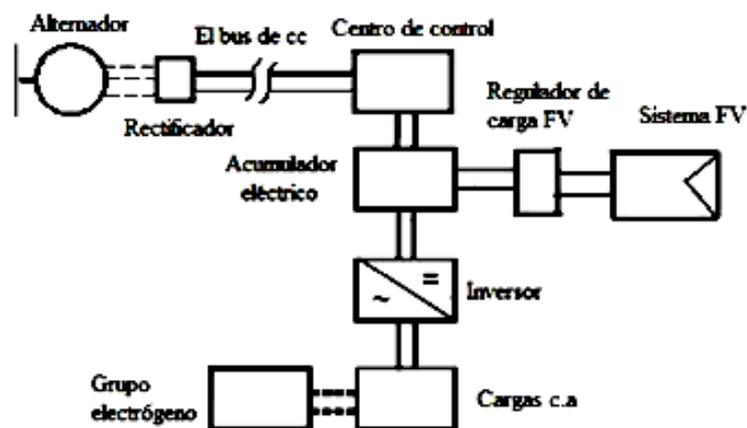


Figura 8.2 Diagrama de bloques de un sistema híbrido eólico fotovoltaico

Al tratarse de una instalación híbrida, resulta recomendable que cada generador disponga de su propio regulador de carga ya que cada uno tiene sus propias características.

El sistema debe contar con una capacidad de almacenamiento suficiente, para cubrir la demanda nocturna, y los momentos de escasa producción de energía eléctrica, en días nublados y/o con poco viento.

Para que se produzca la carga del acumulador, se debe generar una tensión ligeramente mayor que su tensión nominal. Es deseable que esta tensión no exceda la tensión de fin de carga del fabricante y de este se encarga el regulador FV y el centro de control del aerogenerador.



La seguridad de suministro y también la vida útil de todo el sistema depende decisivamente de la función de almacenamiento. Para ello el acumulador, debe resistir bien los ciclos de carga y descarga diaria, y tener una buena eficiencia de carga, y una baja autodescarga.

Por otro lado, la parte de la instalación que comprende la generación eólica y fotovoltaica, el sistema de regulación descrito, y el acumulador eléctrico, funcionan en corriente continua.

De esa manera, las cargas en continua se alimentan directamente desde las baterías. En caso de que existan consumos en corriente alterna, la corriente del acumulador se transforma en alterna mediante la instalación de un inversor.

La corriente alterna que proporciona el inversor, debe ser lo más sinusoidal posible, con la tensión y frecuencia requerida por la instalación receptora. La potencia del inversor se establecerá en función de la demanda de energía eléctrica simultánea de los consumos.

El sistema híbrido autónomo se diseña para asegurar el suministro continuo de energía eléctrica, pero para casos excepcionales se recomienda respaldar dicho suministro por un grupo electrógeno, dimensionado de acuerdo con el consumo total de la instalación.

8.2 DESCRIPION TÉCNICA DEL SISTEMA HIBRIDO PROYECTADO

Una vez que se ha explicado convenientemente, la composición y funcionamiento de un sistema híbrido autónomo genérico, se realizará a continuación, una descripción técnica detallada de la instalación objeto del presente proyecto, en base a los resultados obtenidos y justificados en el capítulo 2. MEMORIA DE CÁLCULO.

8.2.1 El sistema híbrido del Centro Canino Berquier

En el apartado dedicado a la generación de electricidad, contamos con una turbina eólica Borna 1500 de 1500 W de potencia nominal y con seis paneles Atersa A-315M de 315 W de potencia, que conforman un generador FV con tres ramas en paralelo y dos paneles por ramal.

El aerogenerador viene equipado con su propio regulador, y para el generador FV se ha escogido el regulador MPPT Blue Solar de 35A y 48 V, de la empresa Victron Energy.

El sistema de acumulación, que ha sido dimensionado para una autonomía de dos días, teniendo en cuenta, además, que la tensión de trabajo es de 48 V, contará con 24 baterías TCH OPzS 2285 de C120, de 2V y 2285 Ah de capacidad, de la marca TECHNOSUN.

La potencia instalada en el Centro Canino Berquier, asciende a 6673 W (ver tabla 6.3), siendo todas las cargas en alterna, por lo que contaremos con dos inversores/cargadores de 3000 VA, MultiPlus 48/3000/35 de Victron Energy, trabajando en paralelo.

En cuanto al grupo electrógeno, se ha optado por el generador de gasolina GUARDIAN SC-6, de la marca Genenergy, con una potencia nominal de 6000 VA.

El generador auxiliar, se conectará a la entrada del inversor/cargador, de forma que cuando el nivel de acumulación sea bajo, o ante sobrecargas puntuales, el grupo arrancará de forma automática, cargando las baterías y suministrando energía eléctrica a la instalación.

La instalación contará con un sistema de control, denominado VE.net (de Victron Energy), con el que será posible controlar, programar y supervisar el estado de todos los dispositivos desde un único panel de control.

El ámbito de nuestro proyecto finaliza en la entrada del CGBT del Centro Canino Berquier, el cual, de acuerdo al REBT, ya dispone de un Interruptor Automático Diferencial en la cabecera de la instalación, así como otros dispositivos generales de mando y protección.

8.2.2 Aerogenerador

El aerogenerador seleccionado en consonancia con los requerimientos de consumo y el recurso eólico disponible en el emplazamiento del Centro Canino Berquier, es el Bornay 1500 de la empresa Bornay, que tiene una potencia nominal de 1500 W y puede trabajar a 48 V.

Características del aerogenerador:

Características del aerogenerador Bornay 1.5	
Número de hélices / diámetro / material	2 / 2,86 m / Fibra de vidrio – carbono
Sistema de control	Regulador / pasivo inclinación
Alternador	Trifásico imanes permanentes
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24 / 48 / 120 V
Velocidad arranque / potencia nominal	3,5 m/s – 12 m/s
Máxima velocidad del viento	60 m/s

Tabla 8.1 Características del aerogenerador Bornay 1.5

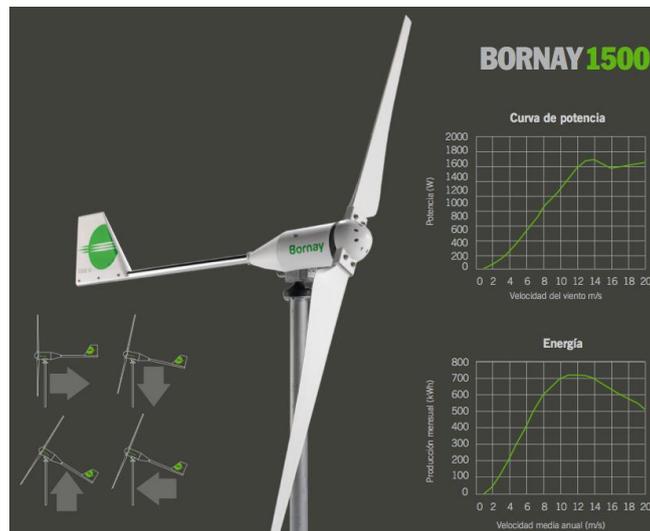


Figura 8.3 Aerogenerador Bornay 1500 y curvas características

El aerogenerador seleccionado Bornay 1.5 de 1500 W, se compone de un rotor con dos hélices de fibra de vidrio/carbono y un alternador síncrono trifásico de imanes permanentes accionado directamente por la turbina eólica.

Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que la turbina eólica dispondrá de un convertidor de alterna a continua, función que cumple el regulador eólico que Bornay proporciona con la compra del aerogenerador.

Ubicación y orientación del aerogenerador:

El aerogenerador se ubicará en la parte trasera de la edificación principal, orientado al NNE, tal y como se puede observar en el capítulo 4. PLANOS, colocado sobre una torre cuatripata proporcionada por Bornay, Autostop P750 de 13 metros de altura.

8.2.3 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se ha dimensionado en consonancia con la capacidad de producción del aerogenerador, para lograr abastecer de forma equilibrada las necesidades de consumo del Centro Canino Berquier.

En ese sentido se ha optado por un generador fotovoltaico compuesto por seis paneles monocristalinos Atersa A-315M de 315 W de potencia pico, distribuidos en tres ramales paralelos, con dos módulos por ramal.



Figura 8.4 Módulo monocristalino Atersa A-315M

Características de los módulos FV:

Características eléctricas del módulo solar Atersa A-315M	
Potencia Nominal ($\pm 5\%$)	315 W
Eficiencia del módulo	16,18%
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp})	8,23 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp})	38,33 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	8,74 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	46,48 V
Datos obtenidos en condiciones estándar de medida (STC): 1kW/m^2 , $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$, AM 1,5	
Características físicas del módulo solar Atersa A-315M	
Tipo de célula	Monocristalina 156x156 mm
Células en serie	72 (6x12)
Dimensiones ($\pm 2\text{mm}$)	1955x995x50 mm
Peso	27,3 Kg
Cristal delantero	Cristal templado 4,0 mm
Marco	Aleación aluminio anodizado
Caja de conexiones / Opcional	IP65, 3 diodos
Cables	4 mm ² , 1000 mm
Conectores	MC4 o compatibles MC4
Parámetros térmicos del módulo solar Atersa A-315M	
Coefficiente de Temperatura de P_{max}	-0,41% /°C
Coefficiente de Temperatura de V_{oc}	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de I_{sc}	-0,09% /°C
Rango de funcionamiento Temperatura	-40°C a +85°C

Tabla 8.2 Características de los módulos fotovoltaicos Atersa A-315 M

Además de las características principales, se muestran las curvas de temperatura e irradiancia del módulo fotovoltaico Atersa A-315M:

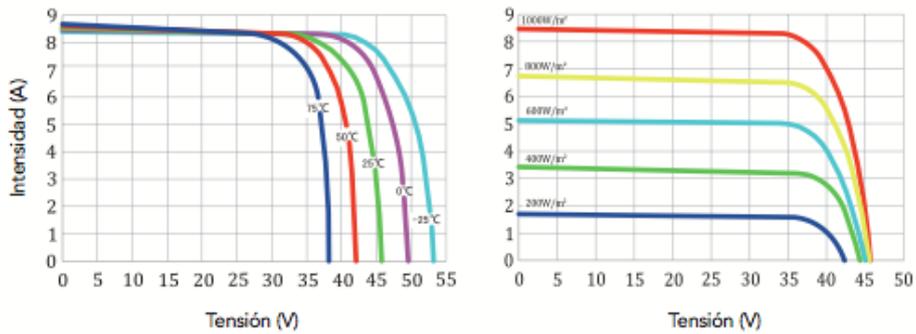


Figura 8.5 Gráficas del módulo Atersa A-315M

Ubicación y disposición del generador fotovoltaico:

El generador fotovoltaico se colocará sobre el tejado de la edificación principal del Centro Canino Berquier, y tal y como se ha justificado en el capítulo 2. MEMORIA DE CALCULO, tendrá la siguiente orientación y ángulo de inclinación:

Disposición del generador FV	
Orientación (ψ)	Inclinación (β)
-37°	66°

Tabla 8.3 Orientación e inclinación del generador FV

8.2.4 Acumulador eléctrico

El acumulador eléctrico adecuado para nuestra instalación, debe ser de plomo ácido, con 24 vasos de 2 V conectados en serie, (la tensión de trabajo es de 48 V), estacionario (C120), con una vida útil prolongada (ciclos de carga/descarga) y una capacidad de $C_{NBAT} = 2157$ Ah.

Con dichas premisas, se opta por el acumulador TCH OPzS 2285 de la marca TECHNO-SUN, con 2V por vaso y una capacidad de 2285 Ah (C120).

Características del acumulador:

Características TCH 2V 11 OPzS 2285 de TECHNOSUN	
Capacidad C120 1,85 Vpc a 20°C	2286 Ah
Tensión nominal por célula	2 V
Corriente de cortocircuito	8500 A
Pérdidas de carga (por mes a 20°C)	2,5%
Ciclos de carga/descarga (60% DoD, 20°C)	2300
Vida útil (años)	20
Temperatura de operación recomendada	10°C – 30°C (max. 55°C)
Dimensiones	797x275x210 mm
Peso (con electrolito)	111 Kg



Tabla 8.4 Características e imagen del acumulador TCH 2V 11 RES OPzS 2285

Ubicación del acumulador:

El acumulador se ubicará, con el resto de elementos de mando y control de la instalación, en el cuarto eléctrico del edificio principal (ver capítulo 4. PLANOS, detalle del recinto eléctrico).

8.2.5 Reguladores de carga

Regulador eólico:

En este caso, utilizaremos el regulador eólico que suministra el propio fabricante de la turbina eólica Bornay 1500, con un peso de 8 kg, cuya imagen se muestra a continuación:



Figura 8.6 Regulador eólico Bornay 1500

Características del regulador eólico:

El regulador eólico, además de proteger el acumulador, transforma la energía en alterna del aerogenerador, en corriente continua, apta para cargar el banco de baterías y controla el funcionamiento del aerogenerador en función de la carga la de batería; si están cargadas el aerogenerador se frena y se disipa la energía excedente, a través de unas resistencias internas de disipación que se encuentran en la parte superior del regulador.

Regulador solar:

El regulador de carga se ha seleccionado en función de la tensión nominal del sistema (48 V) y de la corriente de operación máxima del regulador ($I_{max.reg.} = 31,46 A$), siendo escogido el regulador maximizador MPPT Blue Solar 35A y 48V de Victron Energy.

Características del regulador solar:

La función principal del regulador solar es proteger las baterías contra descargas profundas y sobrecargas.

Controlador de carga Blue Solar MPPT 150/35	
Tensión de la batería (selección automática)	12 / 24 / 36 / 48 V
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia nominal FV máxima	48 V - 2000 W
Tensión máxima potencia	145 V
Tensión máxima circuito abierto FV	150 V
Eficacia máxima	98%
Temperatura de operación recomendada	-30°C a +60°C
Tipo de protección	IP43
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct

Tabla 8.5 Características del regulador de carga Blue Solar MPPT 150/35

Ubicación de los reguladores:

Los reguladores se ubicarán, con el resto de elementos de mando y control de la instalación, en el cuarto eléctrico del edificio principal (ver capítulo 4. PLANOS, detalle del recinto eléctrico).



Figura 8.7 Regulador Blue Solar 35 A

8.2.6 Inversor

La potencia instalada en el Centro Canino Berquier, asciende a 6673 W (ver tabla 6.3), aunque en el capítulo 2. MEMORIA DE CALCULO, se justifica que con un inversor con 5600 W de potencia nominal y 9000 W de potencia para los “picos de arranque”, sería suficiente.

Además de los parámetros anteriores, a la hora de escoger el inversor – cargador apropiado, se ha tratado de mantener una coherencia entre los distintos elementos de la instalación, para facilitar así, el control del conjunto del sistema.

Por ello, se recurre a la oferta de inversores del fabricante Victron Energy, entre los cuales, se escogen dos MultiPlus 48/3000/35 trabajando en paralelo.

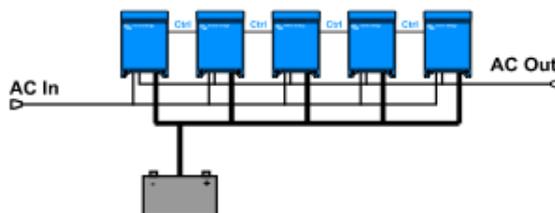


Figura 8.8 Reguladores MultiPlus trabajando en paralelo, hasta un máximo de 5 unidades

Dicha configuración, aporta seguridad al suministro, ya que por un lado, cuando falla uno de los inversores, se desconecta automáticamente, y por el otro, ante cargas parciales uno de los dos se desconecta para reducir el consumo.

Características del inversor:

Inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35	
Rango de tensión de entrada	38 – 66 V
Tensión de salida (50 Hz.)	230 VAC +/- 2%
Potencia continua de salida a 25°C	3000 VA
Potencia continua de salida a 25°C	2500 W
Potencia continua de salida a 40°C	2200 W
Pico de potencia	6000 W
Salida auxiliar	16 A
Puerto de comunicación VE.bus	Paralelo / Trifásico / Int. Sist.
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct

Tabla 8.6 Características inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35

Los inversores trabajando en paralelo, nos ofrecen una potencia activa de hasta 12000 W de manera puntual (“picos de arranque”), 6000 VA (5000 W) de manera continua a 25°C, o una potencia de 4400 W a una temperatura de 40°C.

Ubicación del inversor:

Los inversores se ubicarán, con el resto de elementos de mando y control de la instalación, en el cuarto eléctrico del edificio principal (ver capítulo 4. PLANOS, detalle del recinto eléctrico).

8.2.7 Grupo electrógeno

Uno de los requisitos de diseño es la disponibilidad de energía eléctrica, por lo que para evitar posibles interrupciones en el suministro (varios días con baja velocidad de viento y nublados, o cualquier otra incidencia en los equipos) se instalará un grupo electrógeno de respaldo.

Por lo tanto, se debe escoger un grupo electrógeno con arranque eléctrico, (y manual también) de potencia suficiente, que pueda trabajar en el punto de máximo rendimiento y de bajo coste, teniendo en cuenta que en general se utilizará por poco tiempo.

Eso significa que el grupo cargará las baterías y suministrará energía eléctrica a la instalación, de forma que la potencia entregada al cargador de las baterías, más la potencia destinada al consumo, será igual a la potencia de máximo rendimiento del grupo.

Tras analizar varias opciones, se opta por el generador de gasolina GUARDIAN SC-6, de la marca Genergy, con una potencia nominal de 6 kVA, específico para suministrar energía en instalaciones aisladas de la red.

El grupo arranca a demanda del inversor – cargador, logrando recuperar el acumulador de la instalación ante una descarga o evitar una rápida descarga ante un consumo elevado.

Características del grupo electrógeno:

GENERADOR GASOLINA GENERGY GUARDIÁN SC-6	
Sistema de arranque automático	Por contacto libre de potencial
Distorsión (THD) - Regulación	5% - Electrónica
Voltaje - Frecuencia	230V - 50Hz
AC 230V Nominal - Máxima	6kVA - 6,2kVA
Modelo Motor	Genergy SGH Series
Tipo Motor	4 Tiempos, Refrigerado por Aire
Nivel Sonoro (7 m.)	74dB
Arranque	Manual/Eléctrico/Automático
Capacidad Depósito	28L
Autonomía aproximada 75%	11,2 Horas
Capacidad Aceite (Tipo)	1,1L (SAE10W30-SAE10W40)
Kit de Transporte	Sí
Dimensiones	70cm x 52cm x 56cm
Peso	93 kg

Tabla 8.7 Características generador gasolina GENERGY Guardian SC-6

Ubicación del grupo electrógeno:

El grupo electrógeno, se ubicará en el garaje del edificio anexo al edificio principal, junto a una ventana para facilitar la evacuación de los gases (ver capítulo 4. PLANOS, detalle del garaje).



Figura 8.9 Generador gasolina Genergy Guardian SC-6

8.2.8 Control del sistema híbrido autónomo

En una instalación de generación híbrida y aislada de la red como éste, resulta recomendable añadir un sistema de control que nos aporte las siguientes funcionalidades:

- Posibilidad de programar y modificar los parámetros de funcionamiento del sistema (PD de las baterías, cuando se conecta el generador auxiliar, etc.).
- Controlar la carga de las baterías, teniendo en cuenta que tienen varias fuentes de energía (reguladores eólico y solar).
- Automatizar el encendido y apagado del generador, conociendo la carga de las baterías, la demanda instantánea de consumo, etc.
- Tener un archivo de datos sobre el funcionamiento del sistema, incluso información sobre errores o fallos de la instalación.

Red VE.net

Victron Energy dispone de la red de conexión VE.net (Victron Energy network), que permite que todos los elementos compatibles puedan comunicarse entre sí. Así, es posible controlar y supervisar el estado de todos los dispositivos desde un único panel de control.

En nuestro caso utilizaremos los siguientes elementos de control VE.net:

- Controlador de batería VE.net Battery Controller (VBC de 48 V).
- Controlador del generador VE.net Generator Module (VGM).

El cable de conexión utilizado para VE.net es Cat5 estándar con clavijas RJ-45, siendo la longitud máxima permitida de 100 metros conectado en estrella o en anillo.



Figura 8.10 Controladores del generador y de la batería VE.net

Red VE.bus

VE.bus es la red de comunicación entre los dispositivos compatibles VE.net de la instalación; en nuestro caso estarán conectados los dos inversores – cargadores y el panel de control.

A través de esta red se configuran los inversores cargadores, introduciendo los datos sobre el tipo de alimentación (trifásica, monofásica, etc.), características de las baterías, etc.

El cable de conexión utilizado para VE.bus es Cat5 estándar con clavijas RJ-45, siendo la longitud máxima permitida de 100 metros conectada en línea.

La red VE.bus no es compatible con la red VE.net, al instalarla no confundir los conectores, ya que se podría producir daños en el sistema.

Panel de control BPP2

Entre los paneles de control que ofrece Victron Energy seleccionamos el Blue Power Panel with integrated VE.bus (BPP2) que es el que al coste más reducido puede realizar las funciones de control, configuración e información que deseamos para nuestra instalación.

Mediante este dispositivo podremos modificar los diferentes parámetros de funcionamiento del sistema, obtener los datos e historial de funcionamiento, controlar el encendido del grupo eléctrico de modo manual, recibir avisos de fallos, etc.



Figura 8.11 Panel de control BPP2 de Victron Energy

El BPP2 se comunicará con los controladores de las baterías y del generador a través de la red VE.net, con una configuración en estrella, así como con los inversores – cargadores, por medio de la red VE.bus, con una configuración en línea.

El conexionado del panel y de los elementos de control se detalla en el capítulo 2. PLANOS, correspondiente al diagrama unifilar y esquema de conexionado de la instalación.

8.2.9 Cableado y tubos de protección

Como ya sabemos, en un sistema eléctrico híbrido autónomo, una parte de la instalación trabaja en corriente continua (la de generación y acumulación) y otra parte lo hace en alterna (del inversor, al CGBT del Centro Canino Berquier).

El cableado de ambas partes, cumplirá con las especificaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

En tabla 8.8, se muestra la sección de conductor calculado para cada uno de los circuitos, y el diámetro del tubo de protección necesario (ver capítulo 2. MEMORIA DE CÁLCULO).

Tramo corriente continua:

El cableado de los tramos en corriente continua estará compuesto por dos conductores activos (positivo y negativo), con cables unipolares tipo PV ZZ-F, con doble aislamiento 1,8 kV Vcc, y concebidos para aplicaciones a la intemperie (temperaturas extremas, humedad, etc.).

Tramo corriente alterna:

El cableado de los tramos en corriente alterna, será monofásico, y estará compuesto por los conductores de fase y neutro, más un tercero de protección. Se usarán cables tripolares tipo SZ1-K(AS+), con doble capa de aislante en PVC y tensión nominal de aislamiento 0,6/1 kV CA.

Circuito	L (m)	V (V)	I (A)	Fus (A)	S (mm ²)	N _{cond.}	Ø (mm)
Aerogenerador - Regulador eólico	24	-	-	-	10	3G	25
Generador FV - Regulador solar	10	48cc	26,22	-	16	2	25
Regulador eólico - Caja fusibles	2,5	48cc	31,25	60	16	2	25
Regulador FV - Caja fusibles	2,5	48cc	26,22	60	16	2	25
Banco baterías - Caja fusibles	2	48cc	115,7	-	50	2	40
Caja fusibles – Inversor I	2,5	48cc	57,8	80	16	2	25
Caja fusibles – Inversor II	2,5	48cc	57,8	80	16	2	25
Grupo electrógeno - Inversores	6	230ca	24,26	-	6	3G	20
Inversores - CGBT	8	230ca	47,8	-	16	3G	32

Tabla 8.8 Resumen de las secciones de los conductores y protecciones mediante fusibles

Canalizaciones o tubos de protección:

Los conductores, irán alojados en tubos o conductos rígidos de PVC para su protección, con un montaje superficial sobre las paredes y techos de la edificación donde ubica la instalación.

El conductor que va desde el aerogenerador hasta el inversor eólico, irá enterrado en una zanja, que tendrá 6 metros de longitud, desde la base de la torre hasta la edificación principal.

La profundidad de la zanja será de 0,9 m y el asiento del tubo de 0,5 m de altura. El tubo irá 0,05 m separado del fondo de la zanja y a 0,1 m del firme irá una cinta de señalización.

8.2.10 Elementos de protección

En los sistemas eléctricos híbridos, el inversor es un elemento fundamental, ya que actúa como “punto frontera” (aislamiento galvánico), que divide la parte de continua, donde se genera y almacena la energía eléctrica, y la de alterna, desde donde se abastecen los consumos.

El inversor, incorpora entre otras, protecciones contra sobretensiones en la entrada y salida, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento, anti-isla, con desconexión automática y un seccionador de corriente continua.

Instalación en CC:

Según la ITC BT 36 del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), una instalación de 48 V como la nuestra está considerada como de muy baja tensión.

Por ello, los elementos y circuitos de la instalación en corriente continua (CC) contemplarán todas las especificaciones de aislamiento que se determina para una instalación de muy baja tensión, sin necesidad de protección diferencial contra contactos directos o indirectos.

Como norma general, en la parte de la corriente continua, se usará protección clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP 65.



Las fuentes de energía de la parte de continua (el generador eólico y el generador solar), se componen de partes metálicas (carcasa, marcos y soportes) que es conveniente conectar a tierra como medida de seguridad para la instalación, frente a descargas atmosféricas.

Tanto del generador eólico como del fotovoltaico parten dos conductores activos, el negativo y el positivo, que están aislados entre sí y aislados de tierra, por lo que la puesta a tierra de las masas metálicas no afecta a la seguridad de la instalación.

Esta disposición, se denomina IT, o “*de generador flotante*”, (ICT BT 08), en la que no hay conductores activos puestos a tierra.

Si uno cualquiera de los conductores, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica puesta a tierra, los potenciales de ese conductor, de la masa metálica y de la tierra serán los mismos, y no habrá ninguna corriente de derivación a tierra.

La puesta a tierra, se realizará mediante una pica de acero galvanizado clavada en el terreno, de 2 m de longitud y 25 mm de diámetro, unido a un conductor de cobre desnudo de 35 mm², que cumple las especificaciones de cálculo del ICT BT 18 en cualquiera de los casos.

Este sistema de puesta a tierra debe estar aislado, por lo que dependiendo de la resistividad del terreno, se considerará una distancia mínima entre tomas de tierra de 15 metros.

Por lo tanto, el sistema IT en el lado de continua asegura totalmente la protección frente a contactos indirectos, siendo el grado de seguridad comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales.

Asimismo, no se requieren protecciones entre el generador eólico y su regulador, ya que se impediría el frenado, ni tampoco entre el generador FV y el regulador solar, ya que la corriente está limitada por la intensidad de cortocircuito de los propios módulos.

Para finalizar, tal y como se recoge en el PCT de IDAE, se debe proteger a las baterías contra cortocircuitos, por lo que se instalarán fusibles tipo NH gPV, de hasta 1000 V CC, en los cables de corriente continua que se conectan con las baterías (ver tabla 8.8).

Cada fusible debe tener un poder de corte superior a la respectiva corriente de cortocircuito, y se dimensionan teniendo en cuenta que su corriente mínima de fusión de 1,35 I_N. Para el conexionado se utilizará una caja de fusibles Victron Energy DC panel, o similar.

Instalación en CA:

La instalación en CA incorpora todos elementos de seguridad y características necesarias para garantizar la calidad de suministro eléctrico.

El ámbito de nuestro proyecto finaliza a la salida del inversor/cargador, incluida la conexión del generador auxiliar, por lo que no será necesario instalar ningún elemento de protección.

De acuerdo al REBT, el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) del Centro Canino Berquier, ya dispone de un Interruptor Automático Diferencial en la cabecera de la instalación, así como una puesta a tierra tipo TT, y otros dispositivos generales de mando y protección.

Los circuitos de CA a la salida del inversor, y del generador auxiliar, son monofásicos y cuentan con un tercer cable de protección, con la misma sección que el de fase y neutro (ver tabla 8.8).

El cable de protección servirá para conectar las masas metálicas con el sistema de puesta a tierra de corriente alterna existente en la instalación aguas abajo del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) del Centro Canino Berquier.

8.2.11 Torre del aerogenerador

El aerogenerador se colocará sobre una torre independiente normalizada Bornay P-750, separada de la vivienda para evitar que esta pueda provocar turbulencias, así como de cualquier otro obstáculo que impida la incidencia directa sobre las palas de la turbina.

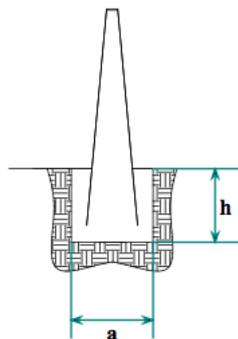
El emplazamiento concreto del conjunto de la torre y el aerogenerador, se detalla en el capítulo 2. PLANOS, correspondiente a la situación del aerogenerador.

El anclaje de la torre se realizará con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, para evitar un mal funcionamiento de su aerogenerador, tal y como se puede apreciar en la figura 8.8.



Figura 8.12 Detalle torre del aerogenerador P-750 14 m

En cuanto a la zapata de cimentación, para el modelo de torre P-750 de 14 metros (13 metros desde el nivel del suelo), en un terreno normal, según las especificaciones de Bornay, de la figura 8.8, **las dimensiones de la zapata serán de 1,7 m de profundidad por 1 m de lado.**



Tipo terreno		P-400					P-750					P-1250				
		12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20
FLOJO K = 8	h	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
	a	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
NORMAL K = 12	h	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
	a	0,8	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
ROCOSO K = 16	h	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9
	a	0,8	3,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5

Figura 8.13 Detalle cimentación torre del aerogenerador P-750 14 m

En el caso de torres de poca base, o por cualquier otra circunstancia, que precisen tensores, se le colocarán 3 o 4 tensores cuyos soportes se anclarán firmemente al suelo, generalmente con una base de hormigón, de forma que la torre quede totalmente inmóvil y consistente.

Para una mayor seguridad eléctrica es recomendable la instalación de una toma de tierra conectada a la base de la torre. Asimismo, no se deben instalar pararrayos dentro del área del aerogenerador.

8.2.12 Estructura soporte generador fotovoltaico

La estructura elegida para nuestro generador fotovoltaico, es el soporte STR03-V, de la marca Techno Sun, un sistema de sujeción regulable para suelo o tejado, que permite maximizar la captación de energía solar, gracias a su sistema ajustable de anclaje al tejado.

El soporte Techno Sun STR03-V, es una estructura de aluminio, universal, preparado para albergar tres módulos en vertical, por lo que necesitaremos dos estructuras soporte para los seis paneles Atersa A315-M de nuestra instalación.



Figura 8.14 Estructura soporte Techno Sun STR03-V

El soporte STR03-V, permite ángulos de inclinación que van desde los 10° hasta los 60°. Cuando se instalan sobre tejados inclinados, las fijaciones de la estructura soporte deben anclarse como en la figura 8.11:

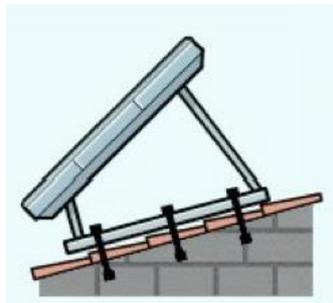


Figura 8.15 Detalle anclaje de las fijaciones sobre tejado inclinado

La estructura STR03-V cumple la normativa DIN 1055, que regula las cargas estáticas en el sector de la construcción. Con ello, queda garantizado un sólido anclaje en el tejado, incluso con fuerzas de viento extremadamente altas y grandes cargas de nieve.

Las características principales del soporte son las siguientes:

- Inclinaciones de 10° a 60°.
- Altura máxima del edificio hasta 20 metros.
- Soporta rachas de viento hasta 60m/s.
- Carga de nieve hasta 4 KN/m².
- Fabricados en aluminio anodizado.
- Garantizados por diez años, tienen una vida útil superior a los 20 años.
- Estándares AS/NZS 1170 / DIN 1055.

8.3 ESQUEMA UNIFILAR Y CONEXIONADO DEL SISTEMA HIBRIDO

8.3.1 Esquema unifilar

En el esquema unifilar de la figura 8.12, se puede observar al generador fotovoltaico, con sus tres ramales de módulos en paralelo, y al generador eólico, conectados en paralelo, con sus correspondientes reguladores, para alimentar la carga del sistema de acumulación.

Tanto en los circuitos de entrada como en los de salida del banco de baterías, se encuentran los fusibles de protección.

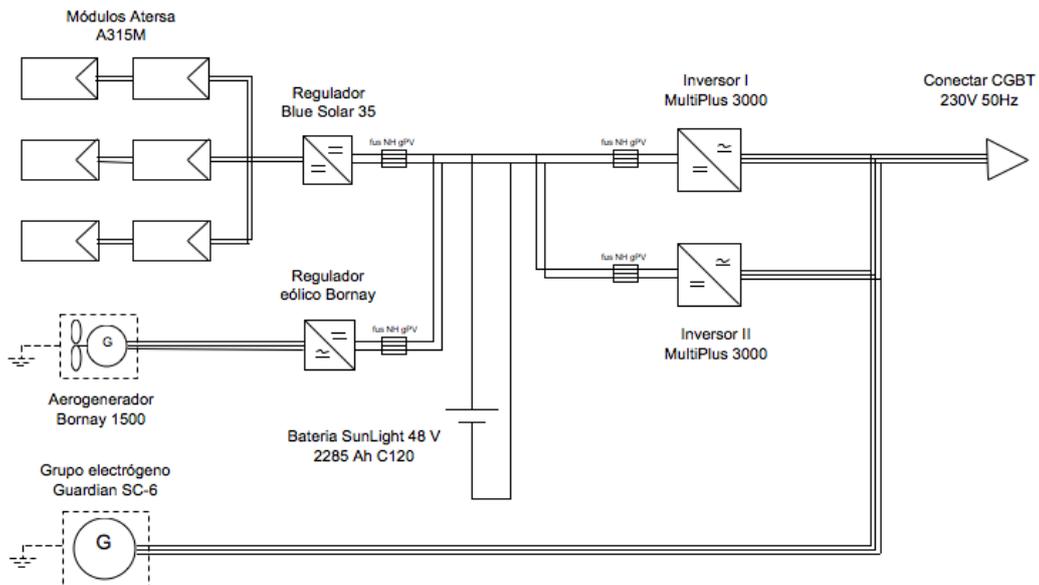


Figura 8.16 Esquema unifilar de la instalación híbrida autónoma

A la salida de la batería, tras los fusibles de protección, se encuentran los inversores, que proporcionan un aislamiento galvánico entre el tramo de la instalación en CC (generación-regulación-acumulación) del tramo en CA (alimentación CGBT del Centro Canino Berquier).

Finalmente, la salida de los inversores, se encuentra asimismo, conectada en paralelo con el generador auxiliar, que entraría en funcionamiento para garantizar el suministro ante un bajo nivel de energía en las baterías o un pico en la demanda eléctrica.

8.3.2 Conexionado

En cuanto al conexionado, al tratarse de una instalación híbrida, el inversor debe ser conectado directamente en bornes de la batería en vez de a la salida de consumo del regulador, para evitar averías o daños irreparables.

Se debe actuar siempre con extrema precaución con el sistema de acumulación, para que nunca haya posibilidad de poner en contacto el polo negativo con el polo positivo.

En caso de tener que desconectar los paneles y baterías recuerde: "La batería es siempre lo primero que se conecta y lo último que se desconecta".

9. PLANIFICACIÓN

En la fase de planificación del proyecto se agrupa y sintetiza la información recogida en los capítulos anteriores. Se procede a exponer un plan orientativo práctico, que servirá a las entidades ejecutoras para llevarlo a cabo.

La planificación del proyecto es concreta y específica y deberá definir los objetivos y resultados que se quieren alcanzar así como las actividades a realizar, los recursos requeridos y su visualización en el tiempo.

El calendario de actividades es una herramienta metodológica que presenta las actividades del proyecto y que identifica su secuencia lógica, así como su interdependencia.

Código	Actividad	Año 2016			
		Enero	Febrero	Marzo	Abril
A1	Compra del material				
A2	Transporte del material				
A3	Organización de los equipos de trabajo				
A4	Instalación de los módulos fotovoltaicos				
A5	Instalación del acumulador				
A6	Instalación del regulador de carga				
A7	Instalación del inversor				
A8	Cableado del sistema fotovoltaico				
A9	Comprobación del sistema fotovoltaico				
A10	Instalación del circuito CC				
A11	Comprobación completa del sistema				

Tabla 9.1 Planificación del proyecto

A continuación se describen cada una de las actividades:

A1 – Compra del material: Se deberán adquirir todos y cada uno de los componentes especificados en el presente proyecto.

A2 – Transporte del material: El material adquirido se transportará al emplazamiento con el fin de realizar la instalación.

A3 – Organización de los equipos de trabajo: Distribución del trabajo entre el personal autorizado para realizar la instalación.

A4 – Instalación de los módulos fotovoltaicos: Se realizará la instalación de los módulos sobre cubierta y se realizarán las interconexiones.

A5 – Instalación del acumulador: Se realizará la instalación de las baterías y las interconexiones necesarias.

A6 – Instalación del inversor: Se realizará la instalación del inversor.

A7 – Instalación del regulador de carga: Se realizará la instalación de carga de las baterías.

A8 – Cableado del sistema fotovoltaico: Se realizará la interconexión entre los diferentes tramos del sistema fotovoltaico, utilizando los cables con la sección oportuna, tal y como se indica en el proyecto.



A9 – Comprobación del sistema fotovoltaico: Se comprobará que todos los componentes del sistema fotovoltaico funcionan correctamente. En el caso de que haya errores, se identificarán y solucionarán los fallos antes de continuar con la instalación.

A10 – Instalación del circuito CC: Se realizará la instalación del circuito de CC, que consta de una línea principal, y varias ramificaciones hasta las cargas ya instaladas.

A11 – Comprobación del sistema fotovoltaico: Se comprobará que el sistema funciona de la forma esperada. En el caso de que haya errores, se identificarán y solucionarán antes de dar la instalación por finalizada.



10. ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS BÁSICOS

Ante posibles discrepancias o contradicciones, el orden de prioridad entre los documentos básicos es el siguiente:

1. Planos
2. Pliego de condiciones.
3. Presupuesto.
4. Memoria.

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

2. MEMORIA DE CÁLCULO

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



Documento 2: MEMORIA DE CÁLCULO

1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA, DATOS DE PARTIDA	80
1.1 BALANCE ENTRE GENERACIÓN Y BATERÍAS	80
1.2 DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS	81
1.2.1 Requisitos de diseño	81
1.2.2 Demanda eléctrica y potencia instalada	81
1.2.3 Distribución de los consumos en el tiempo	83
1.2.4 Determinación de la tensión de funcionamiento	84
1.2.5 Rendimiento del sistema híbrido y consumo real de energía	84
1.3 UBICACIÓN DEL CENTRO CANINO BERQUIER	85
2. ENERGIA EÓLICA Y SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	86
2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA, MODELO TEÓRICO	86
2.1.1 Naturaleza del viento	86
2.1.2 Mediciones del viento	86
2.1.3 Variaciones estacionales y diarias del viento	86
2.1.4 Distribución de direcciones y de probabilidad de velocidades del viento	87
2.1.5 Métodos para determinar los parámetros de forma (k) y escala (A) de Weibull	88
2.1.6 Perfil vertical de la velocidad del viento	90
2.1.7 Estimación de la energía eólica disponible	90
2.2 POTENCIAL EÓLICO EN EL CENTRO CANINO BERQUIER	91
2.2.2 Recurso eólico, datos diezminutales	92
2.2.3 Caracterización del recurso eólico en la estación meteorológica Carrascal GN	92
2.2.4 Caracterización del recurso eólico en el Centro Canino Berquier	96
2.3 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	100
2.3.1 Aerogeneradores evaluados	100
2.3.2 Aerogenerador seleccionado	104
3. ENERGÍA SOLAR Y SELECCIÓN DEL GENERADOR FV	106
3.1 CARACTERIZACION DE LA ENERGÍA SOLAR, MODELO TEÓRICO	106
3.1.1 Naturaleza de la energía solar	106
3.1.2 Componentes de la radiación solar	106
3.1.3 Estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada	108
3.2 RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE EN EL CENTRO CANINO BERQUIER	108
3.2.1 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico	109
3.2.2 Irradiación sobre el generador fotovoltaico	113
3.3 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	113
3.3.1 Demanda eléctrica para el generador FV	113
3.3.2 Dimensionado del generador	114
3.3.3 Selección del módulo fotovoltaico	117
3.3.4 Número de módulos FV necesarios	119
4. ENERGÍA PRODUCIDA POR EL GENERADOR HIBRIDO	122
5. CÁLCULO DEL RESTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA	123
5.1 ACUMULADOR ELÉCTRICO	123
5.2 REGULADOR DE CARGA	124
5.2.1 Regulador eólico	124
5.2.2 Regulador solar	124
5.3 INVERSOR - CARGADOR	126



5.4 GRUPO ELECTRÓGENO	127
5.5 CONTROL DEL SISTEMA HÍBRIDO	128
5.5.1 Red VE.net	128
5.5.2 Red VE.bus	128
5.5.3 Panel de control BPP2	129
<u>6. CABLEADO Y ELEMENTOS DE PROTECCION.....</u>	130
6.1 CÁLCULO DEL CABLEADO	130
6.1.1 Cálculo de la sección del cableado	131
6.1.2 Tramo generador eólico – regulador eólico	131
6.1.3 Tramo generador fotovoltaico – regulador solar	132
6.1.4 Tramo regulador eólico – panel fusibles DC	132
6.1.5 Tramo regulador solar – panel fusibles DC.....	132
6.1.6 Tramo baterías – panel de fusibles DC.....	132
6.1.7 Tramo panel de fusibles DC – inversores conectados en paralelo.....	133
6.1.8 Tramo grupo electrógeno – inversores	133
6.1.9 Tramo inversores – CGBT	133
6.2 CANALIZACIONES O TUBOS DE PROTECCIÓN	134
6.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	135
6.3.1 Instalación en CC	135
6.3.2 Instalación en CA	136
6.4 TABLA RESUMEN DE CABLEADO Y PROTECCIONES	136
<u>7. CONEXIONADO DE LA INSTALACION HÍBRIDA.....</u>	138



1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA, DATOS DE PARTIDA

1.1 BALANCE ENTRE GENERACIÓN Y BATERÍAS

El propósito del dimensionado del sistema híbrido eólico – fotovoltaico, es el cálculo de los elementos del sistema (básicamente potencia de los generadores y capacidad de la batería) para suministrar de modo fiable un determinado consumo eléctrico.

Ello involucra el balance entre dos objetivos, normalmente opuestos, máxima fiabilidad y mínimo coste.

El correcto dimensionado de un sistema híbrido autónomo implica una armonía entre los tamaños de los generadores eólico y FV y la batería de acumulación.

Por un lado cuanto más potencia de generador y más capacidad de batería se instalen para satisfacer un mismo consumo, se obtendrá un sistema con menor probabilidad de fallo, pero también aumentará su coste.

Por otro lado existen múltiples combinaciones entre potencia del generador y capacidad de la batería que conducen a una misma probabilidad de fallo (así, un sistema con una potencia muy elevada de generador necesita muy poca batería y viceversa).

Además del óptimo económico de inversión inicial, es necesario tener en cuenta que un sistema con mucha potencia de generación en relación con la capacidad de la batería conduce un desperdicio energético por encontrarse la batería completamente cargada.

En el caso de un sistema con excesiva capacidad de batería en relación con la potencia del generador, se tendrán problemas para conseguir cargar la batería completamente, con los consecuentes efectos de degradación y reducción de su tiempo de vida.

El dimensionado de los sistemas de generación aislados, ha sido objeto de numerosos estudios teóricos, aunque hoy día se pueden encontrar dos metodologías:

- **Probabilidad de pérdida de carga LLP**, basada en el concepto de “*Loss of Load Probability*” LLP o probabilidad de pérdida de carga. Un LLP bajo nos indica un dimensionado del sistema adecuado para abastecer el consumo de diseño. Se trata de un sistema que requiere cálculos realizados por ordenador. Existen programas comercialmente disponibles para realizar este tipo de dimensionado.
- **“Amperios-hora”**, basado en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “*número de días de autonomía*”, entendido como aquel número de días durante los cuales la batería puede satisfacer el consumo de una determinada instalación sin generación.

En nuestro caso, utilizamos el segundo método, denominado “amperios-hora” para dimensionar el conjunto de la instalación, ya que no requiere complicados sistemas de cálculo.

Al margen del método, el dimensionado de la instalación está basado en simples principios:

- Se dimensiona para que la producción de generación sea igual al consumo (en valores promedio en función de la distribución del consumo).
- Se dimensiona para que la batería pueda abastecer el consumo cuando no hay sol ni aire durante un determinado número de días consecutivos.

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

- Determinación de los consumos.
- Cálculo del recurso eólico disponible y de la potencia del generador eólico necesario.

- Cálculo de la radiación solar disponible y de la potencia del generador FV.
- Cálculo de la capacidad de batería.
- Selección del regulador de carga.
- Selección del inversor, para abastecer cargas en CA.
- Selección del grupo electrógeno de respaldo.
- Dimensionado del cableado y de las protecciones necesarias.

1.2 DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS

1.2.1 Requisitos de diseño

El dimensionado de la instalación híbrida, se diseñará de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Dos días de autonomía de la instalación, por tratarse de una instalación de uso constante durante todo el año y disponer de un grupo electrógeno de respaldo.
- En toda la instalación se utilizará cableado de cobre, con conductores aislados en el interior de tubos PVC en montaje superficial.
- Todos los receptores serán alimentados en corriente alterna (CA).

Las distancias de la instalación tanto en corriente continua (CC), como en corriente alterna (CA), serán las siguientes:

Tramo	Longitud (m)
Generador eólico – Regulador eólico	24
Generador fotovoltaico – Regulador	10
Regulador – Baterías	2,5
Baterías – Inversor	2,5

Tabla 1.1 Distancias de la instalación en CC

Tramo	Longitud (m)
Inversor – Cuadro de CA	8
Cuadro de CA – Lavadora	8
Cuadro de CA – Nave boxes	24
Cuadro de CA – Resto de receptores	12

Tabla 1.2 Distancias de la instalación en CA

Asimismo, se trata de una instalación eléctrica que suministra a una serie de receptores corriente eléctrica en baja tensión, se deben consultar las especificaciones del REBT.

1.2.2 Demanda eléctrica y potencia instalada

En este tipo de instalaciones aisladas, tenemos que asignar de manera muy estricta, la carga eléctrica necesaria, para obtener así, unos consumos contenidos.

Un dimensionado excesivo (potencia nominal del aerogenerador, número de paneles fotovoltaicos, capacidad de almacenamiento, del inversor, sección de los conductores, etc.), provocaría una inversión económica incompatible con el objetivo de la instalación.

Por ello, se deben evitar receptores de gran consumo; si fuera necesario obtener energía adicional, es recomendable combinar distintas fuentes de energía.

En nuestro caso, para el agua caliente y la calefacción, se ha optado por una caldera a gas en el domicilio, y un climatizador de aire a gas para la nave donde se ubican los boxes caninos.

Iluminación:

En la iluminación interior, se estimará la cantidad de luxes necesarios para cada estancia, dependiendo del uso, según la Norma UNE-EN-12464-1:2003, y se seleccionarán las lámparas que mejor se adapten a nuestra situación de ahorro energético.

Para cocinas, baños y comedor/salón se recomienda $2W/m^2$, en cambio para dormitorios y zonas de paso con $1W/m^2$ sería suficiente. La iluminación interior se activará mediante interruptores manuales.

El alumbrado exterior, destinado a la zona entrada, aparcamiento de vehículos y al espacio destinado para los boxes caninos, será el mínimo necesario para desenvolverse con seguridad en horas nocturnas, y se activará mediante sensores de movimiento. Se instalará conforme al ITC-BT-09 del REBT.

A las potencias destinadas a la iluminación se les aplica un factor de simultaneidad de 0,75, tal y como se recoge en la tabla 1 de la ITC-BT-25 del REBT, para evitar un sobre dimensionamiento de la instalación.

Iluminación					
Recinto	Nº Lum.	P (W)	P _{inst.} (W)	T (h/día)	E (Wh/día)
Recibidor	1	30	22.5	0.3	9
Pasillo	3	12	27	0.3	10.8
Escalera	1	18	13.5	0.3	5.4
Distribuidor	2	12	18	0.2	4.8
Consulta	4	24	72	3	288
Despacho	2	60	90	3	360
Anexo	2	18	27	1	36
Aseo	1	12	9	1	12
Baño	2	18	27	2	72
Salón	4	24	72	4	384
Cocina	4	18	54	3	216
Dormitorio 1	3	24	54	2	144
Dormitorio 2	3	24	54	2	144
Garaje	4	24	72	0.3	28.8
Almacén	4	24	72	0.2	19.2
Exteriores	4	15	45	2	120
Aparcamiento	4	15	45	2	120
Nave	8	15	90	2	240
Zona boxes	12	15	135	2	360
		Total P_{inst.}	999	Total E_{cons.}	2574

Tabla 1.3 Potencia instalada y consumo de las cargas de iluminación

Receptores eléctricos:

Se han seleccionado receptores de bajo consumo. Los grandes electrodomésticos, tienen la calificación energética de A+++ , y para estimar su consumo, se tendrá en cuenta el consumo medio por hora, (o media anual, en el caso del frigorífico), especificado por el fabricante.

En éste caso, para determinar la potencia instalada de los receptores de corriente alterna, tal y como se recoge en la tabla 1 de la ITC-BT-25 del REBT, se aplican los siguientes coeficientes de simultaneidad: 0,66 para lavadora y lavavajillas y 0,20 para tomas de uso general.

Para el resto de receptores no aplicamos coeficiente, ya que son de uso habitual, por lo que deben ser considerados en su totalidad para el correcto funcionamiento de la instalación.

Receptores eléctricos					
	Nº	P (W)	P _{inst.} (W)	T (h/día)	E (Wh/día)
Frigorífico	1	160	160	24	480
Lavavajillas	1	1900	1254	1	830
Lavadora	1	2300	1518	1	1050
Microondas	1	700	700	0.25	175
Extractor	1	300	300	1	300
Nevera	1	80	80	24	240
Luminaria	1	22	22	2	44
RX portátil	1	50	50	0.1	5
PC portátil	2	190	380	3	270
Impresora	1	100	100	0.2	9
Televisión	1	150	150	5	750
Caldera	1	110	110	8	880
Clima gas	1	160	160	8	1280
Tomas uso general		3450	690	4	2760
		Total P_{inst.}	5674	Total E_{cons.}	9073

Tabla 1.4 Potencia instalada y consumo de los receptores de corriente alterna

La potencia instalada total, y la demanda de consumo medio diario, se muestran en la tabla 5.1:

	P _{inst.total} (W)	E _{md.nom.} (Wh/día)
Iluminación	999	2574
Receptores	5674	9073
	6673	11647

Tabla 1.5 Potencia instalada y demanda eléctrica media diaria

1.2.3 Distribución de los consumos en el tiempo

En la práctica, no existen variaciones del consumo eléctrico a lo largo del año; la vivienda es de uso habitual, el Centro Canino permanece abierto todo el año y tanto la calefacción de la casa como la climatización de la nave, funcionan con gas natural.

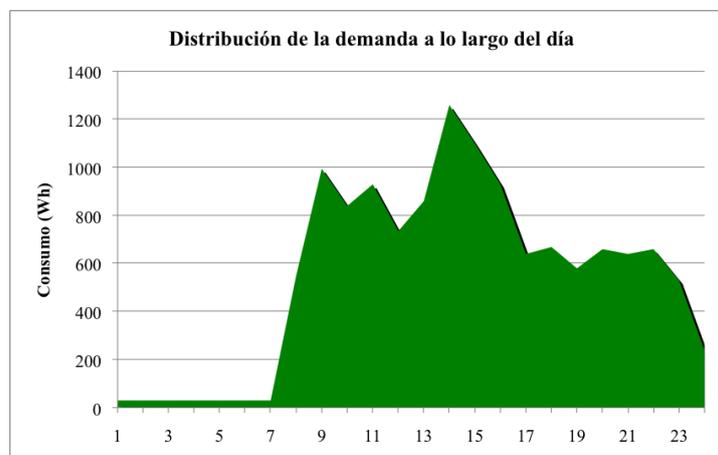


Figura 1.1 Simulación del consumo diario por cada hora del día

En cuanto a la distribución del consumo diario, se estima que la demanda (se trata de una estimación media diaria) se reparte uniformemente entre las 7 y las 24 horas, siendo el consumo en las demás horas prácticamente nulo.

Aunque la simulación de la distribución no difiera mucho de la real, la existencia de aparatos eléctricos de gran potencia y poco tiempo de uso, condicionan la demanda eléctrica instantánea, lo cual afecta a la distribución de la carga del banco de baterías a lo largo del día.

1.2.4 Determinación de la tensión de funcionamiento

En la siguiente tabla se indican los valores recomendados del voltaje de trabajo de la instalación híbrida eólica fotovoltaica:

Potencia demandada (W)	Tensión del sistema (V)
< de 1500 W	12V
Entre 1500 W y 5000 W	24V o 48V
> 5000 W	120V o 300V

Tabla 1.6 Tensiones de trabajo recomendadas para sistemas híbridos

En nuestro caso, a pesar de que la potencia instalada de 6673 W, supera los 5000 W, a priori escogemos una tensión de trabajo de 48 V.

1.2.5 Rendimiento del sistema híbrido y consumo real de energía

Para determinar la cantidad de energía eléctrica que necesitamos generar, debemos tener en cuenta tanto el consumo medio diario que hemos estimado, como las pérdidas de energía que se producen en algunos de los elementos que componen nuestra instalación.

Así, el consumo medio diario del conjunto de la instalación, se calcula aplicando los siguientes coeficientes de pérdidas, al consumo real de nuestras cargas eléctricas:

- K_a : Pérdidas debido a la auto descarga diaria de la batería, tomaremos un valor por defecto del 0,5%.
- K_b : Pérdidas relacionadas al rendimiento de la batería, para acumuladores nuevos, como en nuestro caso, tomaremos un 0,5%.
- K_c : Pérdidas debidas al inversor en instalaciones a 220V. Pueden llegar al 20%, pero en nuestro caso consideraremos un 10%.
- K_r : Pérdidas debidas al regulador, que dependen de la tecnología de fabricación. Por defecto aplicaremos un 7%.
- K_x : Perdidas por caída de tensión (efecto Joule) en los conductores, aplicamos un 3%.

El coeficiente total de pérdidas, se obtiene de la siguiente expresión:

$$K_{total} = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] \cdot \left[1 - \frac{K_a D_{aut}}{P_{Dmax}} \right]$$

Donde:

- D_{aut} . son los días de autonomía con nula actividad de los generadores eléctricos, que en nuestro caso, al tratarse de una ubicación con gran potencial eólico y además, con el respaldo de un grupo electrógeno, es de dos días.

- P_{Dmax} es la profundidad máxima de descarga estacional de la batería, que para nuestra instalación, tomaremos un valor del 75%.

Con los parámetros establecidos, se calcula el coeficiente total de pérdidas:

$$K_{total} = [1 - (0,005 + 0,1 + 0,1 + 0,03)] \cdot \left[1 - \frac{0,005 \cdot 2}{0,75} \right] = 0,765 \cdot 0,986 = 0,75$$

Aplicamos el coeficiente de pérdidas ($K_{total}=0,75$), al consumo nominal que se ha calculado para nuestras cargas (tabla 1.5 $E_{md.nom.} = 11647$ Wh/día), obteniendo así el consumo total de energía eléctrica que debe abastecer nuestra instalación híbrida eólica fotovoltaica:

$$E_{md.total} = \frac{E_{md.nom.}}{K_{total}} = \frac{11647}{0,75} = 15530 \text{ Wh / día}$$

Por lo tanto, el consumo medio diario de energía eléctrica en el conjunto de la instalación, incluidas las pérdidas globales, es de 15530 Wh/día.

También, lo podemos expresar como el consumo de energía medio en Ah/día:

$$Q_{Ah} = \frac{E_{md.total}}{V_{bat}} = \frac{15530}{48} = 323,54 \text{ Ah / día}$$

Lógicamente, debido a las pérdidas que se han tenido en cuenta, el consumo medio diario real es superior al consumo nominal. Como dato adicional, podríamos calcular el consumo total anual ($E_{año.total}$) y el consumo medio diario anual ($E_{md.año}$):

$$E_{año.total} = E_{md.total} \cdot 365 = 15530 \cdot 365 = 5668450 \text{ Wh / día}$$

En nuestro caso, el consumo medio diario anual ($E_{md.año} = E_{año.total} / 365 = 15530$ Wh/día), coincide con el consumo medio diario total, ya que el consumo es constante durante todo el año, no sucedería así si hubiera variaciones del consumo estacionales.

En la siguiente tabla, se muestran los datos de la potencia instalada total, el consumo medio diario de la instalación, el consumo total anual y el consumo diario en amperios-hora.

$P_{inst.total}$ (W)	$E_{md.total}$ (Wh/día)	$E_{año.total}$ (kWh/año)	Q_{Ah} (Ah/día)
6673	15530	5670	323,54

Tabla 1.7 Potencia instalada y datos de consumo de la instalación

1.3 UBICACIÓN DEL CENTRO CANINO BERQUIER

Para estimar tanto el recurso eólico, como la radiación solar en el lugar caracterizado, resulta imprescindible conocer la ubicación exacta de las instalaciones objeto del proyecto.

El Centro Canino Berquier, se encuentra en la localidad de Añorbe (en la Zona Media de Navarra), concretamente en el kilómetro 5,5 de la carretera comarcal NA-6020, que une Carrascal con Artajona.

Las coordenadas decimales y la altitud, son las siguientes:

Latitud: 42,636406
Longitud: -1,699332
Altitud: 614 m

2. ENERGIA EÓLICA Y SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA, MODELO TEÓRICO

2.1.1 Naturaleza del viento

Una de las características más importantes del viento, que se genera por el calentamiento desigual que sufre la tierra, es que varía espacialmente, tanto en dirección y como en velocidad, con una tendencia a moverse de mayor a menor presión atmosférica.

En la atmósfera se pueden distinguir dos tipos de vientos:

- Los vientos globales (a partir de los 1000 m. de altura), observables en los mapas meteorológicos, con variaciones a gran escala (fuerza de coriolis, etc.).
- Los vientos locales, a menor altura (entre los 150 m. y los 1000 m.), cuyas variaciones son debidas a las condiciones meteorológicas locales, a la orografía (cordilleras, valles, etc.) y a las brisas marinas.

En la capa de viento más baja de la atmósfera, denominada capa superficial o logarítmica (hasta 150 m.), las velocidades del viento disminuyen con la altura, por la fricción con la superficie terrestre (rugosidad o cizallamiento del terreno).

En la capa superficial, el comportamiento del viento también se ve afectado por la existencia de obstáculos sobre el terreno (vegetación, edificaciones, etc.), que pueden generar turbulencias, o zonas de abrigo del viento, así como por la orografía local del área, que pueden dar lugar a fenómenos de aceleración del viento, como el efecto túnel o el efecto colina.

2.1.2 Mediciones del viento

Dada la naturaleza del viento, se debe realizar un estudio pormenorizado de los vientos en la zona donde se pretenda instalar una planta de generación eólica, o como en nuestro caso, presumiblemente, de un aerogenerador de energía mini-eólica.

La medición de las velocidades del viento se realiza mediante un anemómetro, y para determinar las direcciones del mismo, se utiliza una veleta. Los datos de velocidades y direcciones son almacenados en un registrador de datos ("data logger").

Las velocidades y las direcciones del viento son medidas en promedios diezminutarios (cada 10 minutos), lo que se conoce como velocidad estacionaria, a una altura mínima estándar de 10 metros sobre el terreno, para obtener un flujo del viento no perturbado y poder realizar comparaciones homogéneas.

Se recogerán datos durante un tiempo suficiente (se estima un mínimo de cinco años para grandes instalaciones eólicas y de un año para unas instalaciones mini-eólicas), de manera que se puedan determinar los siguientes parámetros:

- Las variaciones diarias y estacionales del viento en la zona.
- La caracterización de la distribución espacial del recurso eólico.
- El perfil vertical de la velocidad del viento.

2.1.3 Variaciones estacionales y diarias del viento

Las **variaciones estacionales** son debidas a la radiación solar, generalmente reflejan variaciones cíclica en función de las estaciones del año.

Las **variaciones diarias**, se producen por los efectos del calentamiento o enfriamiento diurno o nocturno, o las condiciones orográficas que influyen en las variaciones diarias del viento.

2.1.4 Distribución de direcciones y de probabilidad de velocidades del viento

Con el tratamiento de los datos obtenidos en la campaña de mediciones, se puede determinar, tanto la distribución de direcciones del viento, como la distribución de probabilidades de velocidades del viento.

La **distribución de direcciones del viento**, resulta de vital importancia para ubicar las turbinas eólicas sobre el terreno, así como para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

Para representar la distribución de direcciones del viento, se suele utilizar **la rosa de los vientos**; se trata de un diagrama polar que representa el tanto por ciento de viento con la dirección indicada y, en módulo, su escala de velocidad media.

Si con la rosa de los vientos, no se distingue claramente la orientación del viento dominante, utilizaremos la rosa de la energía, que se obtiene multiplicando la potencia del viento por unidad de área (proporcional al cubo de la velocidad) por la frecuencia del viento en cada una de las direcciones (horas por año).

Asimismo, la **distribución de probabilidad de las velocidades del viento** (variación de la velocidad del viento en función del tiempo), es la base imprescindible para determinar el potencial eólico de un lugar concreto, y para el diseño y operación de las turbinas eólicas.

Desde los inicios de la tecnología eólica, al estudiar la distribución de ocurrencia de la serie de velocidades del viento, se pudo determinar, que la **distribución de probabilidad de Weibull**, de dos parámetros (factor de escala y factor de forma), se ajusta a los datos razonablemente.

La distribución de probabilidad de Weibull, es una **función estadística de densidad de probabilidad**, en éste caso de la velocidad $p(V)$, que se expresa de la siguiente manera:

$$p(V) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$$

Siendo $k > 0$, $V > 0$ y $A > 1$, donde:

- $p(V)$, es la función de densidad de probabilidad Weibull.
- V , es la velocidad del viento (m/s).
- K , es el factor de forma, adimensional que caracteriza la disimetría de la distribución.
- A , es el factor de escala, valor próximo a la media de la velocidad del viento (m/s).

La distribución de velocidad del viento varía de un lugar a otro (depende de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de la superficie terrestre), por lo que para cada emplazamiento eólico se deben determinar los parámetros de forma (k) y escala (A) de la distribución Weibull.

En la figura 2.1, se muestra un conjunto de gráficas de Weibull, para distintos valores del factor de forma (k) con un factor de escala (A) fijo. Tal y como se puede apreciar, las distribuciones de densidad de probabilidad del viento son asimétricas, es decir, sesgadas, como consecuencia de que los vientos fuertes son poco frecuentes.

En todos los casos, al tratarse de distribuciones de probabilidad, el área bajo cada curva siempre vale uno, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, debe ser del 100 por cien.

Cuando el factor de forma (k) es igual a 2, estamos ante un caso particular de la distribución de Weibull, conocida como distribución de Rayleigh de un solo parámetro o distribución lineal.

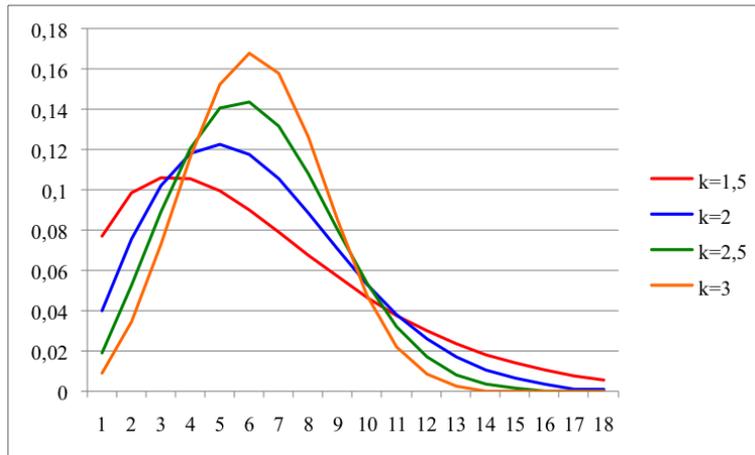


Figura 2.1 Conjunto de graficas Weibull con A constante y k variable

La distribución de Rayleigh se ajusta bastante bien al comportamiento del viento con variabilidades y las turbulencias pequeñas. Asimismo, es la distribución que generalmente utilizan los fabricantes de turbinas para establecer sus especificaciones.

2.1.5 Métodos para determinar los parámetros de forma (k) y escala (A) de Weibull

La distribución de Weibull, presenta varias propiedades que permiten la evaluación de las características del viento en función de los parámetros c y k.

Una de ellas, es la distribución acumulada $F(V)$, que se define como la probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o menor a un cierto valor de velocidad (V_x) y viene determinada por la siguiente expresión:

$$F(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} p(V) dV = 1 - e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$$

También se puede mencionar la probabilidad de que la velocidad del viento (V) se encuentre entre dos valores (V_x) y (V_y), que se define de la siguiente manera:

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} p(V) dV = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_y}{A}\right)^k}$$

Ajuste de mínimo cuadrados:

Con una muestra de datos correspondiente a un largo periodo de tiempo (varios años), ordenados por intervalos de velocidades (V_i) y conocidas las frecuencias acumuladas de cada intervalo (p_i), **los parámetros de escala (A) y de forma (k) pueden obtenerse** por un ajuste de mínimos cuadrados a partir de la distribución acumulada $F(V)$, mediante el siguiente desarrollo:

$$p_i = p(V \leq V_i) = 1 - e^{-\left(\frac{V_i}{A}\right)^k}$$

$$\ln(1 - p_i) = -\left[\frac{V_i}{A}\right]^k$$

$$\ln(-\ln(1-p_i)) = -k \cdot \ln(A) + k \cdot \ln(V_i)$$

Esta ecuación representa una recta de forma $y_i = a + bx_i$, donde:

$$y_i = \ln(-\ln(1-p_i)) \quad x_i = \ln(V_i)$$

$$a = -k \ln(A) \quad b = k$$

La pendiente de la recta, proporciona el valor del **factor de forma (k) = b**, y el valor del factor de escala (A) se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$A = e^{-\left(\frac{a}{k}\right)}$$

Velocidad media y desviación estándar:

Otra manera para calcular los valores del factor de forma (k) y de escala (A), es recurrir a los parámetros de centralización (medias aritméticas de las velocidades) y parámetros de dispersión (desviaciones estándar), en el tratamiento estadístico de los datos.

Así, con las mediciones del viento realizadas en la campaña de medidas, conoceremos la velocidad media (V_m) y la desviación típica o estándar (σ) de la misma, en el emplazamiento seleccionado. Siendo posible calcular los coeficientes de la distribución de Weibull.

El factor de forma, siendo su valor satisfactorio $1 \leq k \leq 10$ (generalmente $1 \leq k \leq 2,5$), queda definido como:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_{med}} \right)^{-1,086}$$

El factor de escala se obtiene a partir del factor de forma, mediante:

$$A = \frac{V_{med}}{\gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

Donde γ es la función gamma de distribución de probabilidades.

Para determinar el factor de escala (A) sin necesidad de emplear la función gamma, con valores del factor de forma $1 \leq k \leq 10$, una buena aproximación empírica es:

$$A = V_{med} \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$$

Estos métodos permiten determinar los parámetros de Weibull (k, A), necesarios para determinar la función de densidad de probabilidad p(V). Su grado de aproximación será tanto mejor cuanto mayor número de datos se dispongan para el año "medio" o "tipo".

Se puede afirmar, por lo tanto, que el conocimiento de la ley de distribución de la velocidad del viento en un lugar concreto **permite realizar una predicción estadística del recurso eólico** en el lugar donde el viento es caracterizado, y determinar así, su potencial energético.

2.1.6 Perfil vertical de la velocidad del viento

La velocidad del viento varía verticalmente en función de la altura del suelo debido a la rugosidad del terreno. Aunque la velocidad del viento es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo, según vamos elevándonos en altura, los efectos del rozamiento disminuyen y la velocidad del viento aumenta. Dicha variación de la velocidad con la altura, constituye el perfil vertical de la velocidad del viento.

En la industria eólica, la rugosidad viene determinada por parámetros como la **Clase de rugosidad** (graduada entre Clase 0 para la superficie del agua y Clase 4 para una alta rugosidad) o también por la **Longitud de rugosidad** en metros (0,0002 m para Clase 0 y 1,6 m para Clase 4), cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje.

Se debe distinguir también, entre la determinación de la variación de la velocidad del viento estacionario (mediciones diezminutales) y la determinación de la variación con la altura de la velocidad media durante un período de larga duración (media anual).

En el caso correspondiente a la velocidad media a largo plazo (velocidades medias mensuales, anual, etc.), el modelo de cálculo se basa en una ley potencial o ley de Hellman, representada mediante la siguiente expresión:

$$V(h) = V_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha$$

Donde:

- $V(h)$ es la velocidad del viento que se desea estimar, a la altura h del suelo.
- V_0 es la velocidad del viento conocida a una altura h_0 .
- α es el valor que depende de la rugosidad existente en el emplazamiento.

Tipo de terreno	α
Liso (mar, arena, nieve)	0,10-0,13
Rugosidad moderada (hierba, cultivos)	0,13-0,20
Rugoso (bosques, edificaciones)	0,20-0,27
Muy rugoso (ciudades)	0,27-0,40

Tabla 2.1 Valor del coeficiente α en función del tipo de terreno

2.1.7 Estimación de la energía eólica disponible

Para poder estimar el potencial de producción eléctrica de la instalación, resulta imprescindible contar con **la curva de potencia del aerogenerador** seleccionado.

La curva de potencia, es una curva de potencia-velocidad en la que se definen la velocidad de arranque (V_a), la velocidad nominal (V_n) y la velocidad de corte (V_c) del aerogenerador; se obtiene empíricamente y es entregada por el fabricante.

Por otro lado, debemos disponer de la distribución de velocidad del viento (distribución Weibull) del lugar donde se desea ubicar dicho aerogenerador.

Así, el método más utilizado para estimar el potencial de producción de electricidad de un aerogenerador durante un intervalo de tiempo t , consiste en integrar el producto de la curva de potencia $P(V)$ por la función de probabilidad de Weibull $p(V)$ característica del período utilizado, que dependiendo de la exactitud requerida, puede ser mensual o anual.

La expresión utilizada es la siguiente:

$$E = t \int_{V_{arranque}}^{V_{corte}} P(V) \cdot p(V) \cdot dV$$

Para ilustrar la explicación anterior, se adjunta la siguiente representación gráfica:

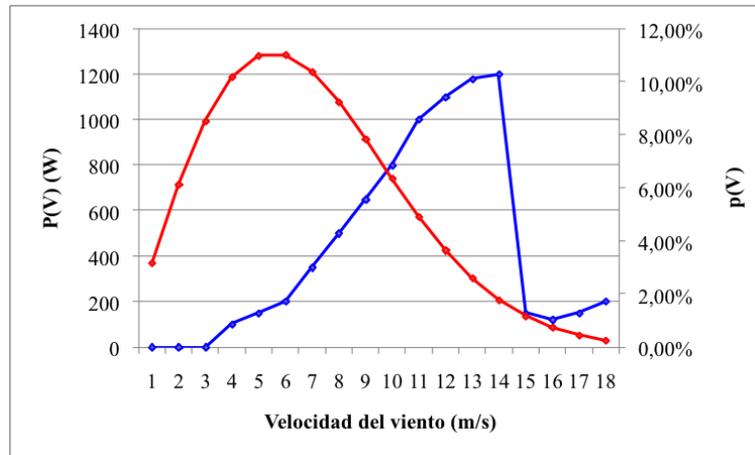


Figura 2.2 Curva de potencia del aerogenerador y distribución de probabilidad Weibull

De una manera más práctica, para obtener la energía producida por el aerogenerador seleccionado durante un año completo (o el período de tiempo que se considere oportuno), se elabora una tabla que combina la distribución de probabilidades del viento Weibull, con la curva de potencia, ambos parámetros en función de los rangos de velocidad del viento.

Emparejando los datos sucesivamente para cada rango, sabiendo que un año tipo tiene 8.760 horas (o número de horas del período de tiempo seleccionado), se obtiene la suma de la energía ideal o bruta total producida por el aerogenerador en un año.

$$Energía(kWh) = Potencia(kW) \cdot Tiempo(horas)$$

Finalmente, para estimar la producción neta de un aerogenerador, a la producción ideal habrá que aplicarle unas pérdidas del 8% al 10% debidas al ajuste de la curva de potencia, histéresis por vientos altos, pérdidas por sobrepotencia y autoconsumo, principalmente.

2.2 POTENCIAL EÓLICO EN EL CENTRO CANINO BERQUIER

La zona por la que discurre la carretera comarcal NA-6030 (Carrascal – Artajona), posee un potencial eólico elevado; las mediciones realizadas por la estación meteorológica Carrascal GN en los últimos 15 años, arrojan un resultado de 6,41 m/s de velocidad media del viento.

Tanto es así, que a lo largo del cerro paralelo a la citada carretera comarcal, justo en el tramo donde se encuentra el Centro Canino Berquier, se ha instalado un parque eólico con varios aerogeneradores de gran potencia en línea, orientados al noroeste.

Por norma general, uno de los fundamentos que justifica una instalación híbrida, es que la energía eólica y la solar se complementan en las diferentes estaciones del año; así, en invierno, sopla más el viento cuando menos luce el sol, y en verano, ocurre justo lo contrario.

En nuestro caso, tras un análisis preliminar de los datos, no se aprecia una variación estacional destacable en las velocidades medias del viento, permaneciendo éstas prácticamente constantes y con valores elevados, a lo largo de todo el año.

Por otro lado, en invierno, la insolación media en la Zona Media Navarra, varía entre las 3,6 y las 4,4 horas diarias, lo cual arroja unos valores potenciales de energía solar algo discretos, si los comparamos con la capacidad eólica existente en la comarca.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se considerará la energía eólica, como la fuente de energía principal, a la hora de diseñar nuestro sistema híbrido.

2.2.1 Recurso eólico, datos diezminutales

Como ya se ha comentado, para determinar el recurso eólico disponible en el Centro Canino Berquier, contamos con la estación meteorológica automática Carrascal GN, perteneciente al Gobierno de Navarra, que se encuentra a una distancia de 6 kilómetros exactos, en línea con el noroeste de nuestro emplazamiento.

La estación meteorológica aporta las velocidades medias mensuales de los últimos 15 años, aunque únicamente dispone datos diezminutales del año anterior a la fecha de la consulta; en nuestro caso, los datos diezminutales correspondientes al año 2014.

Cabe recordar, que el anemómetro de la estación meteorológica se encuentra a una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo.

Los datos diezminutales (básicamente, la velocidad estacionaria del viento, y su dirección polar, cada diez minutos), se pueden descargar de la página web www.meteo.navarra.es.

Del análisis estadístico de los datos diezminutales obtendremos, en primer lugar, todos los parámetros necesarios del recurso eólico, en el emplazamiento de la estación meteorológica.

Posteriormente, tomando en consideración que en el límite de la capa superficial (a 150 metros del suelo), la velocidad del viento se mantiene constante (o con mínimas variaciones), habrá que extrapolar los valores de velocidad media y desviación típica del viento, de la posición original (estación meteorológica), a la posición en la que vayamos a ubicar el aerogenerador.

2.2.2 Caracterización del recurso eólico en la estación meteorológica Carrascal GN

La ubicación exacta de la estación meteorológica es la siguiente (coordenadas decimales):

Latitud: 42,68225353
Longitud: -1,661515
Altitud: 568 m

Todos los datos se han obtenido del análisis estadístico de los datos diezminutales (velocidad estacionaria y dirección polar del viento, a una altura de 10 metros, cada 10 minutos), correspondientes al año 2014.

En primer lugar se obtienen **las velocidades medias mensuales** del viento y sus desviaciones típicas.

	En.	Feb.	Mar.	Abril	May.	Jun.	Julio	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
V (m/s)	5,57	6,21	6,67	5,47	7,37	6,89	6,87	7,15	5,93	5,15	5,03	6,50	6,23
σ	3,46	4,36	3,38	2,94	2,99	2,86	2,89	2,96	2,76	2,63	3,20	3,44	3,27

Tabla 2.2 Velocidades medias mensuales y desviaciones típicas del año 2014 a una altura de 10 metros

La distribución estacional de las velocidades medias del año 2014, presenta unas variaciones más acusadas si la comparamos con la distribución estacional obtenida con las mediciones realizadas en los últimos 15 años, que se muestra en la memoria descriptiva.

En todo caso, las velocidades medias del viento superan los 5 m/s en los meses de octubre y noviembre, que son los meses con menos viento.

La representación gráfica de las velocidades medias mensuales del viento, es la siguiente:

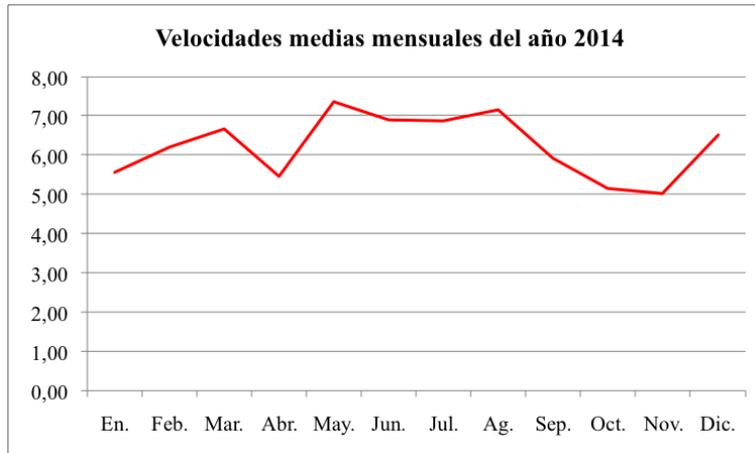


Figura 2.3 Distribución estacional de la velocidades medias del viento

Dado que nuestra instalación se encuentra a 6 kilómetros de la estación meteorológica, considerando que esa distancia se refiere a dos posiciones dentro del mismo emplazamiento, es necesario contar con **el perfil vertical de la velocidad del viento**.

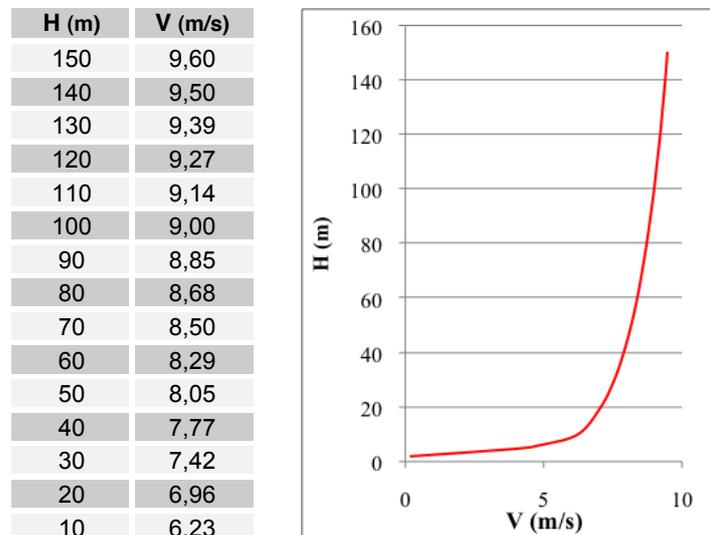


Figura 2.4 Perfil vertical del viento, eje horizontal V (m/s)

Para el cálculo del perfil vertical del viento se ha tenido en cuenta una longitud de rugosidad de 0,055 metros, definido para un terreno agrícola con algunas casas y arbolado de 8 metros de altura máxima, con una distancia aproximada de 1250 metros entre ellos.

La **distribución de las direcciones del viento** (o rosa de los vientos), y los valores de la velocidad media por cada una de las direcciones (o rosa de las velocidades medias), resultan esenciales para determinar el emplazamiento y la orientación del aerogenerador.

En nuestro caso, la rosa de los vientos nos indica que la dirección NE, con una frecuencia cercana al 28%, es la dirección predominante. No obstante, la rosa de las velocidades medias aporta valores elevados para varias direcciones del viento.

Como con la rosa de los vientos y de las velocidades medias, no se distingue claramente la orientación del viento dominante, hemos utilizado la rosa de la energía, que se obtiene multiplicando la potencia del viento por unidad de área (proporcional al cubo de la velocidad), por la frecuencia del viento en cada una de las direcciones (horas por año).

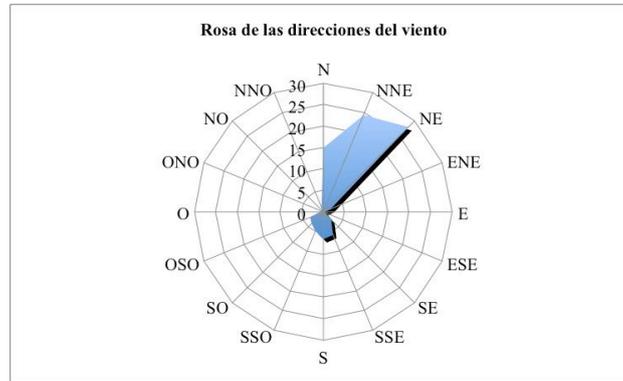


Figura 2.5 Direcciones predominantes del viento y su frecuencia (%)

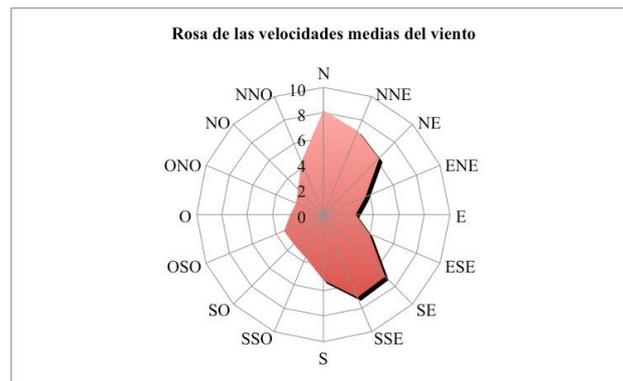


Figura 2.6 Velocidades medias (m/s) para cada dirección del viento

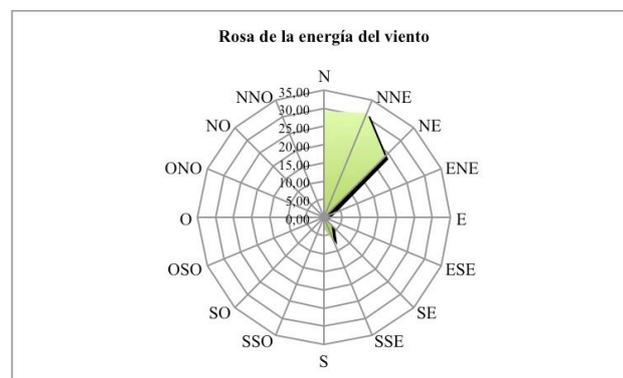


Figura 2.7 Porcentaje (%) de energía eólica por cada dirección del viento

Atendiendo a los diagramas radiales que se han obtenido, se desprende que el emplazamiento de nuestra turbina eólica debe estar orientado en la dirección NNE.

La **distribución de frecuencias de la velocidad del viento**, obtenido tras el análisis de los datos diezminutales, correspondientes al año 2014, se muestra en la siguiente tabla 2.3, junto al número de datos sobre el total, coincidentes por cada intervalo de velocidad.

En la figura 2.8, se muestra una representación gráfica de los porcentajes obtenidos para cada rango de velocidad, donde se puede observar que el mayor porcentaje se agrupa en torno a velocidades del viento de 6 m/s.

V (m/s)	Nº datos	Porcentaje
1	1612	3.07%
2	3444	6.55%
3	4720	8.98%
4	5213	9.92%
5	5741	10.92%
6	5909	11.26%
7	5329	10.21%
8	5218	9.98%
9	4443	8.51%
10	3635	6.95%
11	2845	5.44%
12	2040	3.89%
13	1145	2.18%
14	522	0.99%
15	264	0.50%
16	150	0.29%
17	85	0.16%
18	43	0.08%

Tabla 2.3 Distribución de frecuencias de la velocidad del viento

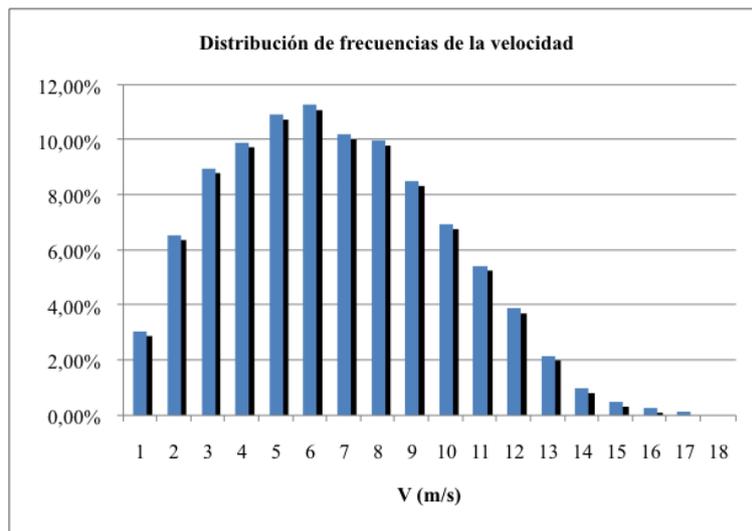


Figura 2.8 Distribución de frecuencias obtenida con los datos diezminutales de 2014

Desde los inicios de la tecnología eólica, se ha podido determinar que la distribución de frecuencias de velocidades del viento, se ajusta razonablemente a la función estadística de distribución de probabilidades Weibull, utilizada para realizar predicciones de las velocidades del viento en una posición concreta.

La distribución de probabilidades Weibull, viene determinada por dos parámetros, el factor de forma (k) y el factor de escala (A). Tomando los valores de la velocidad media anual (6,23 m/s) y desviación típica (3,27) de la tabla 2.2, se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_{med}} \right)^{-1,086} = 2,02$$

$$A = V_{med} \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{\frac{1}{k}} = 7,04$$

La representación gráfica de la distribución de probabilidad de Weibull con el factor de forma (k) y el factor de escala (A) calculados, es la siguiente:

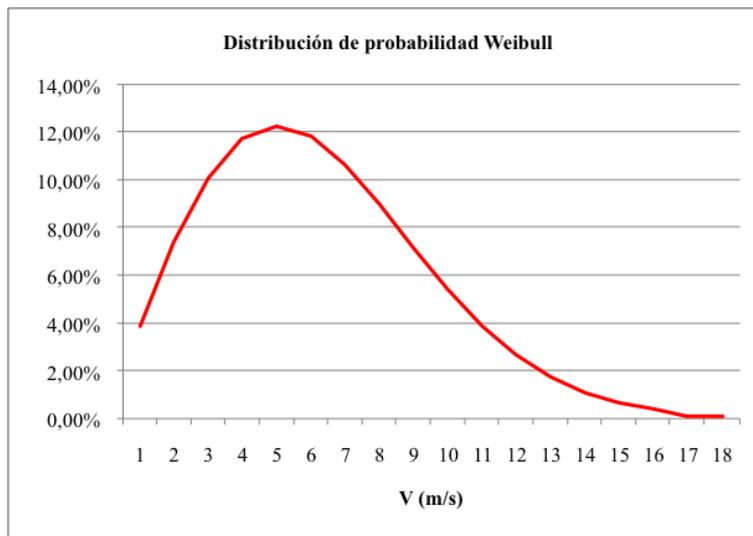


Figura 2.9 Distribución de probabilidad de Weibull (k=2,02 y A=7,04) en la estación meteorológica Carrascal GN

En la figura 2.9 se puede observar, que la distribución de probabilidad de Weibull calculada para la posición de la estación meteorológica prácticamente coincide con la distribución de frecuencias de las velocidades del viento obtenida a partir de los datos diezminutales de 2014.

2.2.3 Caracterización del recurso eólico en el Centro Canino Berquier

Debido a que la estación meteorológica Carrascal GN, se encuentra 6 kilómetros al noroeste del Centro Canino Berquier, habrá que recalcular el recurso eólico para la nueva posición.

Para tener una visión de conjunto, en la figura 2.10, se muestra un plano topográfico del emplazamiento, en el que se pueden apreciar las características que mayor influencia pueden tener sobre la dirección y velocidad del viento.

Dicho plano topográfico, en tres dimensiones, se ha obtenido gracias a la aplicación para GPS, BaseCamp, de Garmin. El norte es perpendicular a la base de la figura, por lo que la línea violeta tiene una orientación NE.

En primer lugar, consideraremos que la distribución de las direcciones del viento, y los valores medios de la velocidad por cada una de las direcciones, que se han obtenido en la posición de la estación meteorológica, son válidos para todo el emplazamiento. Eso es así, porque la línea que une la estación meteorológica Carrascal GN, con el Centro Canino Berquier, coincide con la dirección de los vientos predominantes (NE).

Tal y como se puede apreciar en la figura 2.10, la configuración del terreno favorece que el viento mantenga dicha dirección, al encontrarse ambas posiciones a lo largo del mismo valle.



Figura 2.10 Posiciones relativas del Centro Canino Berquier y de la estación meteorológica Carrascal GN

Además de los 6 kilómetros de distancia que hay entre la torre de medición y el Centro Canino, existen otros datos relevantes sobre el perfil del terreno que se enumeran a continuación:

- El Centro Canino Berquier, con una altitud de 615 metros, supera en 47 metros, la altitud de 568 metros de la estación meteorológica Carrascal GN.
- Entre el Centro Canino y la estación meteorológica existe una elevación del terreno, cuyo punto más alto, el alto de Tirapu (marcado con un triángulo rojo en el plano topográfico), alcanza los 670 metros de altitud y se encuentra a 1,2 kilómetros exactos del Centro Canino.

En relación a la elevación de Tirapu, queda descartado que se pueda producir una aceleración de la velocidad a causa del efecto colina. No se cumplen las condiciones establecidas para trabajar con un factor topográfico (K_{zt}) superior a la unidad.

Por otro lado, si tomamos en cuenta el perfil vertical de la velocidad del viento (a más altura mayor velocidad), se puede deducir que las velocidades medias en el Centro Canino Berquier, serán más elevadas que las de la estación meteorológica Carrascal GN.

Para conocer los valores de velocidad media y desviación típica de otra posición distinta a los de la torre de medición, considerando el entorno de la misma como un único emplazamiento, se deberá realizar lo siguiente:

- Calcular el valor de la velocidad media y la desviación típica en el límite de la capa superficial (150 metros), que será el mismo para todas las posiciones del entorno.
- Calcular la velocidad media y la desviación típica, a la altura del buje de la turbina eólica, en la nueva posición.
- Calcular la nueva distribución de Weibull, (parámetros k y A).

Los cálculos se realizan utilizando la expresión de la ley potencial o ley de Hellman, tal y como se ha explicado en el apartado del modelo teórico, con un coeficiente de rugosidad (α) de 0,16, indicado para terrenos con poca vegetación, cultivos, etc. Así, la velocidad media en el límite de la capa superficial, la misma para todo el emplazamiento, se calcula de la siguiente manera:

$$V_{CS150} = V_{EM10} \left(\frac{H_{CS}}{H_{EM}} \right)^{\alpha} = 9,60 \text{ m/s}$$

Donde:

- V_{EM10} es la velocidad media en la estación meteorológica, ver tabla 4.1 (6,23 m/s).
- H_{CS} es la altura a la que se encuentra el límite de la capa superficial (150 m).
- H_{EM} es la altura del anemómetro de la estación meteorológica (10 m).
- α es el coeficiente de rugosidad, que en nuestro caso toma un valor de 0,16.

Calculamos ahora, la velocidad media del viento en nuestra posición, considerando que el aerogenerador se instalará sobre una torre de 13 metros de altura (con 10 metros de altura libre sobre la vegetación existente):

$$V_{CCB13} = V_{CS150} \left(\frac{H_{CCB}}{H_{CS}} \right)^\alpha = 6,88 \text{ m/s}$$

Donde:

- V_{CS150} es la velocidad media en el límite de la capa superficial (9,60 m/s).
- H_{CCB} es la altura del buje en el Centro Canino Berquier (13 m).
- H_{CS} es la altura a la que se encuentra el límite de la capa superficial, tomando como referencia nuestra posición (150 m desde la torre de medición - 47 m de la diferencia de altitud entre la estación y el Centro Canino = 103 m).
- α es el coeficiente de rugosidad, que en nuestro caso toma un valor de 0,16.

Dividiendo los valores de velocidad a la altura del buje, se obtiene el siguiente coeficiente K_{CCB} , que relaciona los resultados de las velocidades medias y desviaciones típicas obtenidos en la posición de la torre de medición con los de la posición del aerogenerador:

$$K_{CCB} = \frac{V_{CCB13}}{V_{EM10}} = 1,10$$

Donde:

- V_{EM10} es la velocidad media en la estación meteorológica, con $H=10$ m (= 6,23 m/s).
- V_{CCB13} es la velocidad media en el Centro Canino Berquier, con $H=13$ m (= 6,88 m/s)

El cálculo de la velocidad media en la nueva posición, será:

$$V_{CCB} = \frac{\sum V_{CCB}}{n} = \frac{K_{CCB} \cdot \sum V_{EM}}{n} = K_{CCB} \cdot V_{EM} = 6,88 \text{ m/s}$$

Donde:

- K_{CCB} es el coeficiente de relación (= 1,10).
- V_{EM} es la velocidad media en la torre de medición, ver tabla 4.1 (= 6,23 m/s).

La expresión de la desviación típica para la nueva posición, vendrá dada por:

$$\sigma_{CCB} = \sqrt{\frac{\sum (V_{CCB} - V_{CCB})^2}{n}} = \sqrt{\frac{K_{CCB}^2 \cdot \sum (V_{EM} - V_{EM})^2}{n}} = \sqrt{K_{CCB}^2 \cdot \sigma_{EM}^2} = K_{CCB} \cdot \sigma_{EM} = 3,60$$

Donde:

- K_{CCB} es el coeficiente de relación (= 1,10).
- σ_{EM} es la desviación típica en la posición de la torre de medición, ver tabla 4.1 (= 3,27).

Con los valores de la velocidad media anual (6,88 m/s) y desviación típica (3,60) obtenidos, calculamos el factor de forma y el factor de escala de la nueva distribución de Weibull:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_{med}} \right)^{-1,086} = \left(\frac{3,60}{6,88} \right)^{-1,086} = 2,02$$

$$A = V_{med} \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{-\frac{1}{k}} = 7,77$$

De los resultados se deduce que el factor de forma no varía en un mismo emplazamiento (de hecho, en la práctica, se mantiene constante en una misma zona, comarca o región).

Por tanto, con los cálculos realizados, **la distribución de probabilidad de las velocidades del viento de Weibull**, para el Centro Canino Berquier queda de la siguiente manera:

V (m/s)	Prob. (%)
1	3.19%
2	6.13%
3	8.53%
4	10.17%
5	10.99%
6	11.01%
7	10.37%
8	9.25%
9	7.84%
10	6.35%
11	4.92%
12	3.65%
13	2.60%
14	1.78%
15	1.17%
16	0.74%
17	0.45%
18	0.27%

Tabla 2.4 Distribución de probabilidad de Weibull para el Centro Canino Berquier

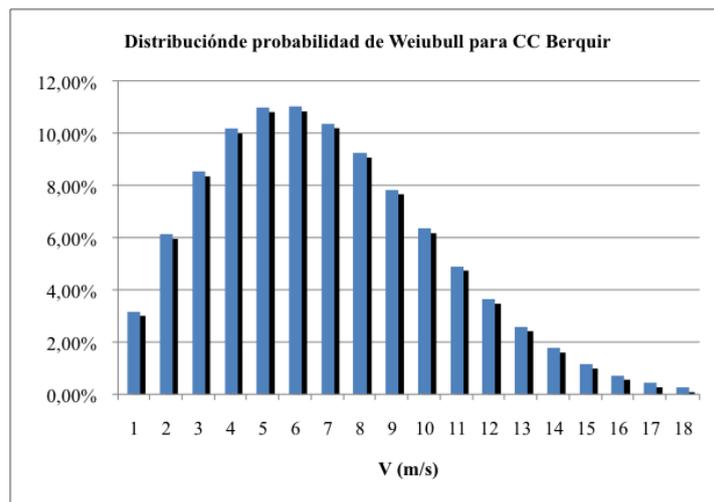


Figura 2.11 Representación gráfica de la distribución de velocidades del viento de Weibull

2.3 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Al tratarse de una instalación aislada de la red y con una capacidad de almacenamiento limitada por baterías, no estamos interesados en obtener la máxima producción de energía anual, sino en cubrir la demanda eléctrica de manera constante a lo largo de todo el año.

Buscamos un aerogenerador cuya curva de potencia (velocidad de arranque, curva hasta potencia nominal, velocidad de corte, etc.), en combinación con la distribución de velocidades de Weibull, aporte un mayor número de horas de funcionamiento al año.

Por otro lado, debido al relativo auge que está experimentando la generación distribuida, en la actualidad se pueden encontrar aerogeneradores de “marca blanca” con un precio reducido, que a nuestro juicio, no se ajustan a los requisitos (fiabilidad, vida útil) de nuestra instalación.

El coste del aerogenerador (que puede suponer hasta el 25% del total de la inversión), es uno de los factores con más peso dentro del proceso de selección, pero en nuestro caso, se hará con unos estándares de calidad que permitan amortizar la inversión con el paso del tiempo.

2.3.1 Aerogeneradores evaluados

Por ese motivo, se evalúan varios aerogeneradores de fabricantes con una reconocida tradición en el campo de la generación mini eólica, con unas potencias nominales que oscilan entre los 1000 w y los 3500 w. Los aerogeneradores evaluados se enumeran a continuación:

- Aerogeneradores Solener de la serie AERO distribuidos por Soluciones Energéticas, S.A. con 1000, 2000 y 3000 w de potencia nominal, y unos precios de 4150, 5850 y 7150 euros, respectivamente.
- Aerogeneradores Bornay fabricados por Bornay, S.L.U., con 1500 y 3000 w de potencia nominal, y unos precios de 4115 y 6175 euros respectivamente.
- Aerogeneradores WindSPOT 1.5 y 3.0, del grupo Sonkyo Energy, S.L., con 1500 y 3000 w de potencia nominal, y unos precios de 4700 y 7285 euros, respectivamente.
- Aerogenerador Enair 30, de la empresa Enair perteneciente al grupo Sonkyo Energy, S.L., con 1500 w de potencia nominal y un precio de 6200 euros.

Los precios de todos los aerogeneradores, que incluyen el regulador eólico, nos sirve de orientación a la hora de elegir el aerogenerador por criterios económicos.

No obstante, se debe tener en cuenta que en el precio no se incluye ni la torre de sustentación, ni la cimentación necesaria para la misma, lo cual encarece el precio final del aerogenerador.

Curvas de potencia de los aerogeneradores evaluados:

En primer lugar, se muestran, las curvas de potencia de los aerogeneradores evaluados, proporcionadas por las empresas fabricantes y certificadas según norma UNE-EN 61.400-12.

Las curvas de potencia se han distribuido en dos grupos, clasificadas según la potencia nominal del aerogenerador, para poder visualizar sus características de una forma más clara.

En la figura 2.12 se muestran las curvas de potencia de los aerogeneradores con menor potencia nominal, y en la figura 2.13 las curvas correspondientes a los aerogeneradores que tienen mayor potencia nominal.

Tal y como se puede observar, prácticamente todos los aerogeneradores alcanzan su potencia nominal con una velocidad del viento en torno a los 12 m/s.

En los de menor potencia nominal cabe destacar, que con bajas velocidades, el aerogenerador Bornay 1.5 entrega hasta 100 W más de potencia que el resto.

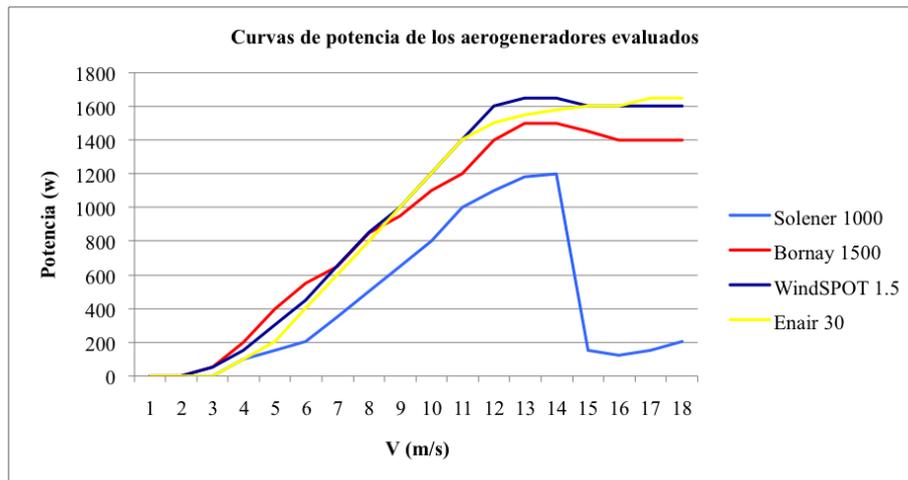


Figura 2.12 Curvas de potencia de los aerogeneradores con menor potencia nominal

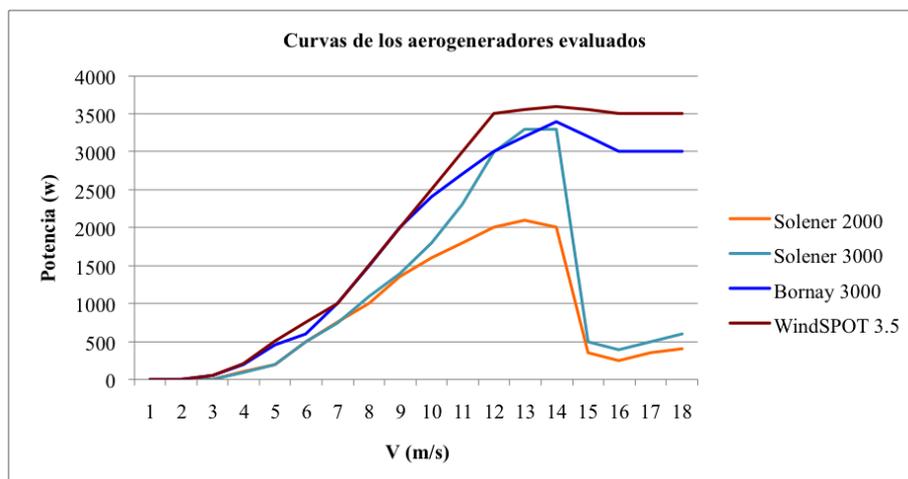


Figura 2.13 Curvas de potencia de los aerogeneradores con mayor potencia nominal

Se puede apreciar, asimismo, que con velocidades del viento superiores a los 14 m/s, los reguladores eólicos no permiten que las turbinas entreguen más potencia.

A partir de ese punto, los aerogeneradores se mantienen en un rango de funcionamiento cercano a la potencia nominal, salvo los de Solener, que entran directamente en zona de frenado.

Producción energética de los aerogeneradores evaluados:

Se calcula seguidamente, la producción energética anual de cada aerogenerador, combinando sus respectivas curvas de potencia, con la distribución de probabilidad de Weibull del emplazamiento, ambos parámetros en función de la velocidad del viento.

Emparejando los datos sucesivamente para cada rango de velocidad, se obtiene la suma de la energía ideal o bruta total producida por cada aerogenerador en un año (8760 horas), o en el período de tiempo para el que se desea calcular la energía producida.

Para estimar la producción neta de un aerogenerador, a la producción ideal habrá que aplicarle unas pérdidas del 8%-10%, debidas al ajuste de la curva de potencia, histéresis, autoconsumo, pérdidas por sobre potencia y la degradación del propio aerogenerador, con el paso del tiempo.

Los resultados se muestran en la tabla 2.5 y en la tabla 2.6, clasificando los resultados, según la potencia nominal de cada aerogenerador evaluado:

Distribución Weibull			Solener 1000		Bornay 1500		WindSPOT 1.5		Enair 30	
V (m/s)	P (%)	Horas	Pot. (W)	E (kWh)	Pot. (W)	E (kWh)	Pot. (W)	E (kWh)	Pot. (W)	E (kWh)
1	3.19	279	0	0	0	0	0	0	0	0
2	6.13	537	0	0	0	0	0	0	0	0
3	8.53	747	0	0	50	37	50	37	0	0
4	10.17	891	100	89	200	178	150	134	100	89
5	10.99	963	150	144	400	385	300	289	200	193
6	11.01	965	200	193	550	531	450	434	400	386
7	10.37	909	350	318	650	591	650	591	600	545
8	9.25	810	500	405	850	689	850	689	800	648
9	7.84	687	650	447	950	653	1000	687	1000	687
10	6.35	556	800	445	1100	612	1200	668	1200	668
11	4.92	431	1000	431	1200	517	1400	603	1400	603
12	3.65	320	1100	352	1400	448	1600	512	1500	480
13	2.60	228	1180	269	1500	342	1650	376	1550	353
14	1.78	156	1200	187	1500	234	1650	257	1575	246
15	1.17	103	150	15	1450	149	1600	164	1600	164
16	0.74	65	120	8	1400	91	1600	104	1600	104
17	0.45	40	150	6	1400	55	1600	63	1650	65
18	0.27	23	200	5	1400	33	1600	37	1650	38
E_{bruta} anual (kWh)				3314		5544		5645		5270
E_{neta} anual (8%) (kWh)				3049		5100		5194		4848

Tabla 2.5 Energía neta anual (8% de pérdidas) de los aerogeneradores con menor potencia

Distribución Weibull			Solener 2000		Solener 3000		Bornay 3000		WindSPOT 3.5	
V (m/s)	P. (%)	Horas	Pot. (W)	E (kWh)	Pot. (W)	E (kWh)	Pot. (W)	E (kWh)	Pot. (W)	E (kWh)
1	3.19	279	0	0	0	0	0	0	0	0
2	6.13	537	0	0	0	0	0	0	0	0
3	8.53	747	0	0	0	0	50	37	50	37
4	10.17	891	100	89	100	89	200	178	200	178
5	10.99	963	200	193	200	193	450	433	500	481
6	11.01	965	500	482	500	482	600	579	750	724
7	10.37	909	750	681	750	681	1000	909	1000	909
8	9.25	810	1000	810	1100	891	1500	1215	1500	1215
9	7.84	687	1350	928	1400	962	2000	1374	2000	1374
10	6.35	556	1600	890	1800	1001	2400	1335	2500	1391
11	4.92	431	1800	776	2300	991	2700	1164	3000	1293
12	3.65	320	2000	640	3000	960	3000	960	3500	1120
13	2.60	228	2100	479	3300	752	3200	729	3550	809
14	1.78	156	2000	312	3300	515	3400	531	3600	562
15	1.17	103	350	36	500	51	3200	329	3550	365
16	0.74	65	250	16	400	26	3000	195	3500	228
17	0.45	40	350	14	500	20	3000	119	3500	139
18	0.27	23	400	9	600	14	3000	70	3500	81
E_{bruta} anual (kWh)				6355		7629		10156		10905
E_{neta} anual (8%) (kWh)				5846		7019		9343		10032

Tabla 2.6 Energía neta anual (8% de pérdidas) de los aerogeneradores con mayor potencia

Selección del aerogenerador:

En el apartado dedicado al cálculo de los consumos totales de la instalación (ver tabla 1.7), se obtuvo que nuestro sistema de abastecimiento híbrido necesita generar un mínimo de **5670 kWh/año** de energía, para satisfacer la demanda de electricidad.

Por tanto, una cuestión importante a la hora de evaluar el aerogenerador, es el porcentaje de energía que produce al año respecto al total de 5670 kWh/año necesario.

Aparte del precio y porcentaje de energía cubierta, otros parámetros que debemos tener en cuenta son los siguientes:

- Número de horas equivalentes (horas de funcionamiento, respecto al total anual).
- Coste relativo (precio dividido por el porcentaje de energía cubierta) de cada aerogenerador.

Así, en la siguiente tabla se recogen los resultados de los parámetros establecidos para la elección del aerogenerador idóneo:

Aerogenerador	E_{bruta} (kWh)	E_{neto} (kWh)	E_{md.año} (kWh)	H_{equiv.} (h/año)	E_{cubierta} (%)	Precio (€)	Coste rel. (€/%)
Solener 1000	3314	3049	5670	3049	53.77%	4150	77.18
Solener 2000	6355	5846	5670	2923	103.11%	5850	56.73
Solener 3000	7629	7019	5670	2340	123.79%	7150	57.76
Bornay 1500	5544	5100	5670	3400	89.95%	4115	45.75
Bornay 3000	10156	9343	5670	2748	164.79%	6175	37.47
WindSPOT 1.5	5645	5194	5670	3148	91.60%	4700	51.31
WindSPOT 3.0	10905	10032	5670	2787	176.93%	7285	41.17
Enair 30	5270	4848	5670	2938	85.50%	6200	72.51

Tabla 2.7 Resultados finales de los aerogeneradores evaluados

Se puede comprobar, que todos los aerogeneradores de mayor potencia nominal, superan el 100% en cuanto a porcentaje de energía cubierta.

Si bien, en un primer momento pudiera parecer que con una turbina eólica de gran potencia generaríamos energía suficiente para el conjunto de la instalación, no debemos olvidar que el recurso eólico es muy cambiante e impredecible, lo cual no garantiza una carga sostenida o continua de la batería, que a su vez, asegure un suministro eléctrico sin cortes.

Además, tal y como ya hemos comentado, un sistema híbrido autónomo implica una armonía entre los tamaños del aerogenerador, del generador eólico fotovoltaico y de las baterías que acumulan la energía obtenida, para su correcto funcionamiento.

Ello significa, que instalar un generador eólico con una dimensión excesiva, supondría un aumento proporcional en los costes del resto de componentes, y una gran cantidad de energía sobrante, que deberíamos disipar de alguna manera, sobre todo en días de mucho viento.

Por lo tanto, los aerogeneradores de mayor potencia nominal, aunque además de la cantidad de energía generada, el coste relativo que presentan es ciertamente reducido (de hecho, el aerogenerador Bornay 3000, presenta el más bajo), quedan completamente descartados.

Entre el resto de opciones, seleccionamos el aerogenerador Bornay 1.5, como la opción más equilibrada; con 1500 W de potencia nominal, produce 5100 kWh/año, cubriendo el 90% de la energía demandada. Además, es el que mayor número de horas equivalentes tiene, y su coste relativo es de los más reducidos.

2.3.2 Aerogenerador seleccionado

El aerogenerador seleccionado Bornay 1.5 de 1500 W, se compone de un rotor con dos hélices de fibra de vidrio/carbono y un alternador síncrono trifásico de imanes permanentes accionado directamente por la turbina eólica.

Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que la turbina eólica dispondrá de un convertidor de alterna a continua, función que cumple el regulador eólico que Bornay proporciona con la compra del aerogenerador.

En la siguiente tabla se recogen las características principales del aerogenerador seleccionado:

Características del aerogenerador Bornay 1.5	
Número de hélices / diámetro / material	2 / 2,86 m / Fibra de vidrio – carbono
Sistema de control	Regulador / pasivo inclinación
Alternador	Trifásico imanes permanentes
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24 / 48 / 120 V
Velocidad arranque / potencia nominal	3,5 m/s – 12 m/s
Máxima velocidad del viento	60 m/s

Tabla 2.8 Características del aerogenerador Bornay 1.5

Producción de energía del aerogenerador Bornay 1500:

Cruzando la distribución de probabilidades de velocidades del viento de Weibull, con la curva de potencia del aerogenerador Bornay 1500, obtendremos la producción energética anual del mismo cuyo resultado se recoge en la siguiente tabla:

Distribución Weibull			Bornay 1500	
V (m/s)	P (%)	Horas	Pot. (W)	E (kWh)
1	3.19	279	0	0
2	6.13	537	0	0
3	8.53	747	50	37
4	10.17	891	200	178
5	10.99	963	400	385
6	11.01	965	550	531
7	10.37	909	650	591
8	9.25	810	850	689
9	7.84	687	950	653
10	6.35	556	1100	612
11	4.92	431	1200	517
12	3.65	320	1400	448
13	2.60	228	1500	342
14	1.78	156	1500	234
15	1.17	103	1450	149
16	0.74	65	1400	91
17	0.45	40	1400	55
18	0.27	23	1400	33
Ebruta anual (kWh)				5544
E _{neto} anual (8%) (kWh)				5100

Tabla 2.9 Producción energética del aerogenerador Bornay 1500

Por tanto, en el emplazamiento del Centro Canino Berquier, obtendremos 5100 kWh/año de energía eléctrica instalando un aerogenerador Bornay 1500.

Curva de potencia del aerogenerador Bornay 1500:

En la figura 2.14, se muestra la representación gráfica de la distribución de probabilidad de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador Bornay 1500:

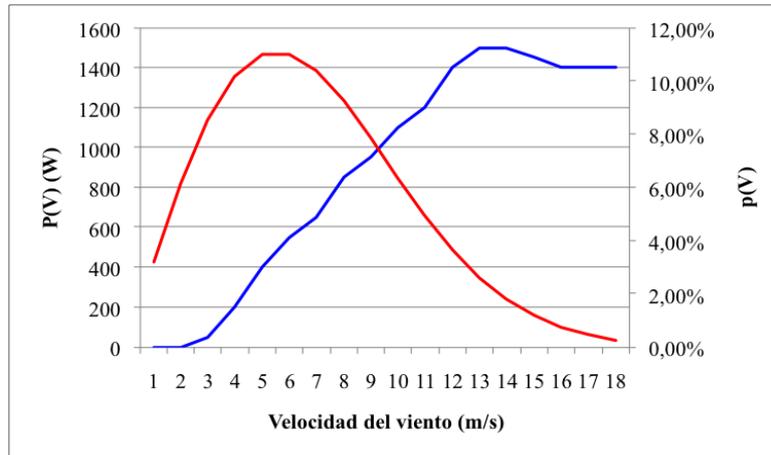


Figura 2.14 Distribución Weibull y curva de potencia de potencia del Bornay 1500

Ubicación y orientación del aerogenerador:

El aerogenerador se ubicará en la parte trasera, a unos 5 metros de la edificación principal, orientado al NNE, tal y como se puede observar en el capítulo 4. PLANOS.

El aerogenerador se colocará sobre una torre cuatripata Autostop P-750, de 13 metros de altura, proporcionada por Bornay.

El anclaje de la torre se realizará con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, para evitar un mal funcionamiento de su aerogenerador.

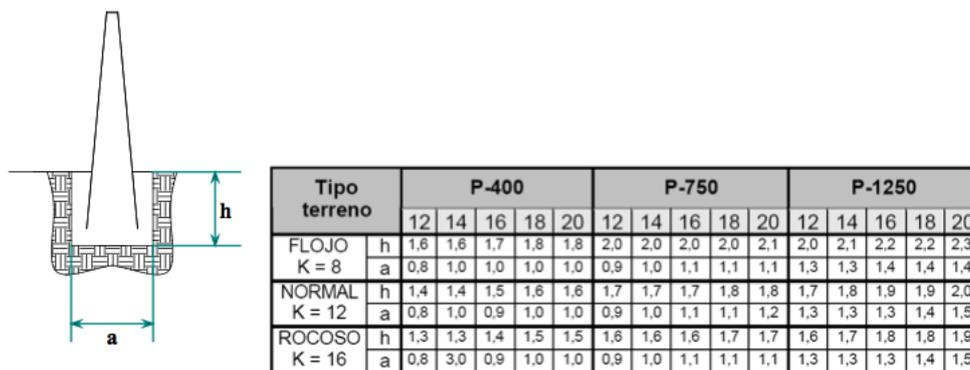


Figura 2.15 Detalle cimentación torre del aerogenerador P-750 14 m

En cuanto a la zapata de cimentación, para el modelo de torre P-750 de 14 metros (13 metros desde el nivel del suelo), en un terreno normal, según las especificaciones de Bornay, de la figura 2.15, las dimensiones de la zapata serán de 1,7 m de profundidad por 1 m de lado.

3. ENERGÍA SOLAR Y SELECCIÓN DEL GENERADOR FV

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR, MODELO TEÓRICO

3.1.1 Naturaleza de la energía solar

El Sol es una estrella que se encuentra en el centro del Sistema Solar (la Tierra y todos los demás cuerpos del sistema planetario orbitan a su alrededor) y constituye la mayor fuente de energía electromagnética del mismo.

En su interior se producen reacciones masivas de fusión en las que los átomos de hidrógeno se transforman en helio; en consecuencia el Sol irradia energía sobre la Tierra y todos los demás cuerpos planetarios, que orbitan a su alrededor.

3.1.2 Componentes de la radiación solar

La radiación solar, es la energía procedente del Sol, que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta).

La radiación solar recibida en cualquier plano perpendicular del exterior de la atmósfera terrestre, a la distancia media del Sol a la Tierra ($1,49 \cdot 10^{11}$ metros), se denomina Constante Solar (G_{sco}) y su valor medio medido experimentalmente por unidad de tiempo y unidad de superficie es de 1367 W/m^2 .

La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra es siempre menor a la Constante Solar (G_{sco}) y la magnitud de la misma se encuentra condicionada tanto por factores astronómicos, como por factores climáticos.

Los **factores astronómicos** influyen en el recorrido de la radiación solar a través de la atmósfera, dependiendo de la posición relativa Tierra-Sol y de las coordenadas geográficas del lugar considerado (latitud – longitud); y en el ángulo de incidencia de los rayos solares, en función de la altura solar en cada instante.

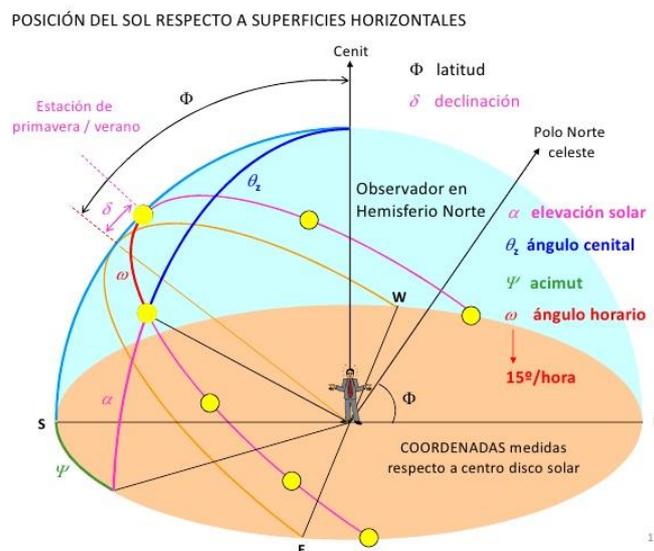


Figura 3.1 Sistemas de coordenadas horizontales y horarias, parámetros

Los sistemas de coordenadas horizontales y horarias definen el triángulo esférico astronómico, cuya resolución proporciona la expresión de la altura del Sol (α), en función de la latitud (Φ), la declinación (δ) y del ángulo horario (ω); y la del acimut (ψ), en función de la altura (α), la declinación (δ) y el ángulo horario (ω).

Los **factores climáticos** atenúan la radiación máxima teórica que se espera en un lugar, en función de la altura solar. Las nubes, la cantidad de vapor de agua, ozono, aerosoles, etc. contenidos en la atmósfera son los responsables de dicha atenuación, que ocurre fundamentalmente por absorción, reflexión y difusión de la radiación.

La radiación total procedente del sol que incide sobre una superficie en la tierra está formada por los siguientes componentes:

- La **radiación directa (H_B)**: la que llega a la superficie del sistema de captación, directamente del sol. El instrumento de medición es el pirheliómetro.
- La **radiación difusa (H_D)**: originada por los efectos de dispersión de los componentes de la atmósfera, incluidas las nubes. Se mide con un piranómetro de difusa.
- La **radiación reflejada (H_R)**: radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada en el suelo. El cociente entre la radiación reflejada y el incidente en la superficie de la tierra se denomina albedo.

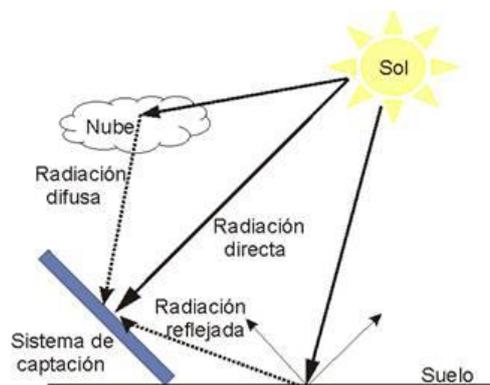


Figura 3.2 Componentes de la radiación global

La **radiación global (H)** o total que llega a una superficie se puede expresar como la suma de estas tres componentes ($H=H_B+H_D+ H_R$); se mide con un piranómetro.

Asimismo, para caracterizar la radiación global incidente sobre una superficie dada de la Tierra, es necesario definir los siguientes conceptos:

- **Irradiancia**: Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 . La irradiancia máxima del sol en la superficie de la tierra es aproximadamente del orden de $1000 W/m^2$. La irradiancia varía diariamente por efecto de la rotación de la tierra alcanzando su valor máximo en días despejados a mediodía solar. También varía estacionalmente.
- **Irradiación**: Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en kWh/m^2 . Es habitual medir la irradiación sobre un plano horizontal (por motivos de convenio internacional). Su valor anual varía en función de la latitud del lugar, desde los $800 kWh/m^2$ en Escandinavia hasta los $2500 kWh/m^2$ en algunas zonas desérticas. La variación estacional (de Enero a Diciembre) puede variar entre un 25% para latitudes cercanas al ecuador hasta un factor 10 en lugares con latitudes elevadas (hacia el Norte o Sur del ecuador).

3.1.3 Estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada

Para el dimensionado adecuado de sistemas de aprovechamiento de energía solar, es necesario determinar la cantidad de radiación solar directa, difusa y reflejada recibida por una superficie inclinada (en nuestro caso, por los módulos fotovoltaicos), en el lugar donde se vaya a caracterizar la instalación.

Sin embargo, debido a los factores climáticos, resulta imposible conocer con antelación la energía que recibirá el sistema. Por ello, para evaluar el potencial solar disponible, resulta necesario disponer de los valores de radiación solar medidos a lo largo de periodos anteriores.

La serie de datos de radiación solar requeridos, dependerá de la exactitud con la que se desee diseñar el sistema de aprovechamiento solar, es decir, dependerá del uso para el que esté diseñado la instalación.

En general, las estaciones meteorológicas aportan series históricas de datos medidos sobre la superficie horizontal, como la radiación global diaria, media mensual, indicada como $H(0)$, o la radiación global por cada hora, media mensual, indicada como $I(0)$.

Cabe recordar, que la orientación del generador FV viene definida por dos ángulos, uno acimutal (ψ), o ángulo de la normal a la superficie respecto del ecuador del observador y por un ángulo de inclinación (β), de la superficie del módulo respecto a la horizontal.

Así, para obtener la radiación sobre superficies inclinadas y arbitrariamente orientadas, existen una serie de modelos matemáticos bien desarrollados, como los de Liu-Jordan, HDKR, Pérez, etc. (véase bibliografía recomendada).

Los modelos son diferentes en función de los datos de partida disponibles sobre la superficie horizontal (datos diarios medios mensuales, o datos horarios medios mensuales), aunque se rigen por los siguientes pasos comunes:

- Realizar una descomposición de la radiación horizontal $H(0)$ en sus componentes directa, $H_B(0)$, y difusa, $H_D(0)$, sobre superficie horizontal.
- La componente directa sobre superficie inclinada, se puede calcular a partir de la horizontal, con la expresión $H_B(\psi, \beta) = R_b \cdot H(0)$ donde R_b es un factor de conversión geométrica calculado en función de los parámetros de la figura 3.1.
- La radiación difusa inclinada, $H_D(\psi, \beta)$, se puede estimar a partir de la horizontal mediante el modelo anisotrópico de Hay.
- La radiación reflejada, $H_R(\psi, \beta)$, se estima como proporcional a la difusa horizontal corregida con el ángulo de visión de la superficie, determinado por su inclinación, β .

Finalmente, se suma de cada una de las componentes para obtener la radiación global:

$$H(\psi, \beta) = H_B(\psi, \beta) + H_D(\psi, \beta) + H_R(\psi, \beta)$$

Las expresiones detalladas de los distintos modelos disponibles están fuera del alcance del presente proyecto, por lo que para su consulta debemos remitirnos a los capítulos de cálculo de la radiación solar de la bibliografía recomendada.

3.2 RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE EN EL CENTRO CANINO BERQUIER

Al margen de modelos matemáticos tan complejos, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en su Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de la Red, establece una serie de condiciones técnicas y ecuaciones de cálculo que resultan suficientes para el dimensionado de instalaciones híbridas aisladas como la nuestra.

Para determinar la radiación disponible sobre una superficie con una orientación e inclinación arbitraria, en primer lugar, se deberá contar con el valor de la irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$, en la ubicación caracterizada.

Los datos se pueden obtener del Instituto Nacional de Meteorología, o de algún otro organismo oficial equivalente. Nosotros emplearemos la base de datos PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), dependiente del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea.

PVGIS se encuentra “online” en la dirección <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, y dispone series de datos sobre la irradiación existente en cualquier parte Europa; para obtener los datos de nuestra ubicación, basta con introducir las coordenadas del Centro Canino Berquier (latitud 42,636406, longitud -1,699332) en la aplicación.

3.2.1 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico

Teniendo en cuenta que en el hemisferio norte, la orientación óptima del generador FV coincide con el sur (ángulo acimutal $\psi=0^\circ$), se determinará la inclinación óptima (β_{opt}) para el período de diseño que mejor se ajuste al uso que se le vaya a dar a la instalación.

Los períodos de diseño habituales, son los siguientes:

- Diciembre para el criterio de “mes peor” o con menor irradiación,
- Julio (o cualquier otro mes de verano) para estaciones de bombeo aisladas.
- Anual, apropiado para maximizar la producción energética a lo largo del año.

En la siguiente tabla, IDAE propone la inclinación óptima (β_{opt}) del generador FV para que el aprovechamiento de la energía sea máxima, en función del período de diseño:

Período de diseño	β_{opt}	K
Diciembre	$\Phi + 10$	1,7
Julio	$\Phi - 20$	1
Anual	$\Phi - 10$	1,15

Tabla 3.1 Inclinación óptima del generador FV en función del período de diseño con $\psi=0^\circ$

Donde:

- Φ es la latitud de la ubicación en grados.
- K es un parámetro que viene dado por la expresión $K = H_{opt} / H(0)$.

En instalaciones con un consumo constante como el nuestro, **el período de diseño coincidirá con el criterio de “mes peor” o de menor radiación**, que suele coincidir con diciembre, por lo que para nuestro emplazamiento, la inclinación óptima rondaría los 53° ($\beta_{opt} = \Phi + 10^\circ$).

Además de los datos de irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$, PVGIS nos aporta otras informaciones de interés para determinar la orientación y ubicación óptima del generador FV, en nuestro emplazamiento:

- Ángulo de inclinación óptimo del generador FV para el período de diseño anual, que PVGIS estima en 36° , así como el ángulo óptimo para cada mes del año, que para el período de diseño de “mes peor” (diciembre), PVGIS estima en 66° (I_{opt}).
- Irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal **H(0)** en Wh/m^2 día.
- Irradiación diaria media mensual sobre una superficie orientada al sur ($\psi=0^\circ$) y con una inclinación óptima para el período de diseño anual (**H_{opt}**), en Wh/m^2 día.
- Irradiación diaria media mensual sobre una superficie orientada al sur ($\psi=0^\circ$) y con una

inclinación coincidente con la latitud (43°) del lugar (H_{43}), en Wh/m² día.

- Irradiación diaria media mensual sobre una superficie orientada al sur ($\psi=0^\circ$) y con la inclinación óptima (53°) para el período de diseño de “mes peor” o de menor irradiación, definida por IDAE (H_{53}), en Wh/m² día.
- Irradiación diaria media mensual sobre una superficie orientada al sur ($\psi=0^\circ$) y con la inclinación óptima (66°) para el período de diseño de “mes peor” o de menor irradiación, estimada por PVGIS (H_{66}), en Wh/m² día.

La información descrita, queda recogida en la siguiente tabla:

Mes	$I_{opt.}$	$H(0)$	$H_{opt.}$	H_{53°	H_{53°	H_{66°
Enero	64	1720	2900	3040	3170	3210
Febrero	57	2660	4030	4160	4260	4220
Marzo	45	4310	5530	5580	5530	5270
Abril	29	5050	5530	5440	5200	4700
Mayo	16	6160	6050	5820	5390	4650
Junio	9	7040	6540	6230	5660	4740
Julio	13	7360	7020	6710	6120	5150
Agosto	25	6310	6690	6520	6130	5410
Sept.	40	4880	6030	6040	5920	5530
Oct.	53	3270	4720	4840	4900	4800
Nov.	62	2000	3320	3470	3600	3640
Dic.	66	1530	2770	2920	3070	3150
Prom. año	36	4370	5100	5070	4920	4540

Tabla 3.2 Datos de irradiación en el Centro Canino Berquier

Tal y como se puede observar, según aumenta el ángulo de inclinación del generador FV, la irradiación aumenta en el mes con menor irradiación (diciembre), mientras que la disminución de la radiación en el resto de meses, repercute negativamente en el valor total del año.

Asimismo, con el ángulo de inclinación recomendado por PVGIS (66°), se obtiene un valor de irradiación algo mayor en diciembre que con el recomendado por IDAE (53°).

Una vez conocidos los datos de orientación e inclinación óptimas ($\psi=0^\circ$, $\beta_{opt}=66^\circ$), el diseñador tratará de colocar el generador FV de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño establecido para nuestra instalación.

Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la falta de espacio sobre el terreno, la existencia de sombras, etc. (pérdidas por orientación e inclinación del generador FV).

En nuestro caso, por deseo expreso del cliente y debido a la configuración del terreno (zona arbolada, espacios destinados a los animales, etc.), **los módulos FV se instalarán sobre el tejado de la edificación principal.**

Siendo un tejado a dos aguas, se opta por el lado con orientación al sureste. Se dispone, así, de una superficie de unos 60 m², con una inclinación de 33° y un ángulo acimutal $\psi=-37^\circ$.

Las alternativas en cuanto a la inclinación (β), se presentan a continuación:

- **Inclinación de la cubierta (33°):** Consiste en instalar el sistema fotovoltaico directa-

mente sobre la cubierta. A pesar de ser la opción más económica, no cumple con la inclinación recomendada para nuestro período de diseño del “mes peor”.

- **Inclinación estática con estructura única:** Consiste en inclinar el sistema fotovoltaico en función del ángulo del período de diseño “mes peor”, para mejorar la captación de energía solar en los meses invernales. El coste de la estructura sería algo mayor que en la primera opción.
- **Sistema de seguimiento automático de la inclinación:** Consiste en instalar un sistema de seguimiento solar, de forma que varíe el ángulo de inclinación en función de la oferta solar. Como desventajas de esta alternativa nos encontramos con el coste del sistema y una mayor complejidad de instalación.

Para poder valorar las diferentes alternativas, partiendo de los datos recogidos en la tabla 4.2, se debe calcular la irradiación incidente sobre el generador FV para la orientación del tejado ($\psi = -37^\circ$) y las distintas inclinaciones (β) planteadas.

El cálculo de la irradiación para una superficie con una orientación e inclinación dadas, se realiza mediante la siguiente expresión:

$$H(\psi, \beta) = H(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Donde:

- $H(\psi, \beta)$ es la irradiación diaria media mensual, sobre la superficie con una orientación y una inclinación dada en $\text{Wh/m}^2\text{día}$.
- $H(0)$ es la irradiación diaria media mensual, sobre la horizontal en $\text{Wh/m}^2\text{día}$.
- K es un parámetro que viene dado por expresión $K = H_{\text{opt.}} / H(0)$.
- FI es el factor de irradiación.
- FS es el factor de sombreado.

Los datos de irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$, así como los datos de la irradiación para calcular el valor del parámetro K , se obtienen de la tabla 4.2.

Para el factor de sombreado FS tomaremos un valor de unidad, ya que al instalar los módulos sobre el tejado, nos encontramos con una ausencia total de sombras.

El factor de irradiación FI para una orientación e inclinación dadas siempre y cuando el ángulo de inclinación tenga un valor mayor de 15° y menor de 90° ($15^\circ < \beta < 90^\circ$), se define así:

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{opt.}})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \psi^2 \right]$$

Por lo tanto, por medio de las expresiones planteadas y los parámetros establecidos, se calcula la irradiación diaria media mensual, sobre una superficie con una orientación fija de -37° , y con cuatro inclinaciones distintas, que varían entre los 33° del propio tejado y los 66° del período de diseño del “mes peor”, estimado por PVGIS. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.

Si nos fijamos en los resultados de la tabla, descartaríamos la primera alternativa; aunque sea la opción más económica, con una inclinación del generador FV de 33° , existe una diferencia sustancial en la irradiación en el mes de diciembre (mes peor).

Mes	H ₃₃	H ₄₃	H ₅₃	H ₆₆
Enero	2325	2701	2954	3058
Febrero	3253	3697	3969	4020
Marzo	4509	4958	5153	5020
Abril	4559	4834	4845	4477
Mayo	5027	5172	5022	4429
Junio	5471	5536	5274	4515
Julio	5865	5963	5703	4905
Agosto	5528	5794	5712	5153
Sept.	4928	5367	5516	5267
Oct.	3820	4301	4566	4572
Nov.	2661	3083	3354	3467
Dic.	2210	2595	2861	3000
Prom. año	4180	4500	4577	4324

Tabla 3.3 Datos de irradiación para $\psi=-37^\circ$ y β entre 33° y 66°

En la siguiente gráfica se representan los resultados obtenidos que se recogen en la tabla 3.3:

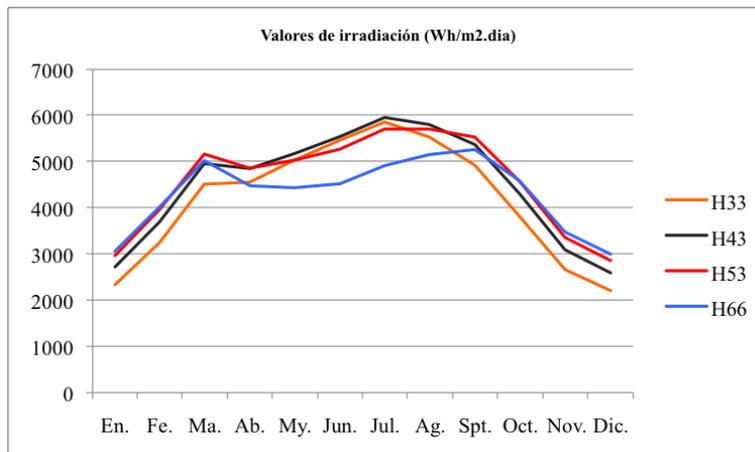


Figura 3.3 Gráficas de irradiación para $\psi=-37^\circ$ y β entre 33° y 66°

Asimismo, el sistema de seguimiento automático de la inclinación, es una opción que no resulta del todo rentable; se trata de una instalación con un período de diseño de “mes peor”, por lo que las diferencias de irradiación existentes en el mes de diciembre no justifican la inversión.

El generador FV se instalará, por lo tanto, sobre una estructura fija colocada en el tejado de la edificación principal, con una orientación acimutal de $\psi=-37^\circ$ y el ángulo de inclinación óptimo para el período de diseño de “mes peor”.

En ese sentido, optamos por el ángulo de 66° que propone la aplicación PVGIS, que en el “mes peor” (diciembre), nos aporta una irradiación $3000 \text{ Wh/m}^2.\text{día}$, frente a los $2861 \text{ Wh/m}^2.\text{día}$ que se recolectan con la inclinación de 53° recomendada por IDAE.

Disposición del generador FV	
Orientación (ψ)	Inclinación (β)
-37°	66°

Tabla 3.4 Orientación e inclinación del generador FV

3.2.2 Irradiación sobre el generador fotovoltaico

En primer lugar se debe introducir un concepto fundamental, el de las “Horas de Sol Pico” o HPS [horas], que se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

Es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes de una hora recibiendo 1000 W/m², de forma que si los valores de irradiación solar están expresados en kWh/m², coincidirán numéricamente con el resultado al expresarlos en HSP.

Se muestra a continuación el dato de irradiación solar media diaria del mes más desfavorable (diciembre), sobre nuestro generador FV, así como las HSP equivalentes:

Mes	H (-37°,66°)	HSP
Diciembre	3000	3

Tabla 3.5 Datos de irradiación en Wh/m².día y de HPS equivalentes

3.3 DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

3.3.1 Demanda eléctrica para el generador FV

Para calcular la cantidad de energía eléctrica que debemos generar, se debe tener en cuenta, tanto el consumo nominal diario de electricidad, como las pérdidas de energía en los distintos componentes de una instalación híbrida aislada como la nuestra.

Considerando que el consumo energético de nuestra instalación es constante a lo largo de todo el año, la dimensión del generador FV vendrá determinado por la cantidad de energía eléctrica que debe aportar para completar la demanda total de electricidad, según la siguiente expresión:

$$E_{md.total} = E_{md.AG} + E_{md.FV}$$

Donde:

- $E_{md.total}$ es la energía media diaria total demandada por la instalación (Wh/día).
- $E_{md.AG}$ es la energía media diaria que debe aportar el aerogenerador (Wh/día).
- $E_{md.FV}$ es la energía media diaria que debe aportar el generador FV (Wh/día).

Cabe recordar, que el consumo eléctrico medio diario de nuestra instalación, incluidas las pérdidas, es de 15530 Wh/día, y la producción neta del generador eólico es de 5100 kWh/año, lo cual, trasladado a una media diaria, arroja un resultado de 13970 Wh/día.

Aplicando los valores a la expresión anterior, obtenemos que el generador FV debería producir como mínimo 1560 Wh/día para completar la energía aportada por el aerogenerador.

No obstante, teniendo en cuenta que la producción energética de la instalación, depende de la cantidad de viento e irradiación solar existente, realizaremos un estudio más minucioso sobre la producción eólica para determinar la cantidad de energía fotovoltaica necesaria.

Así, en la siguiente tabla, se recogen los valores de la demanda energética de la instalación por cada mes del año (E_T), así como la producción eólica correspondiente (G_{GE}) que depende de la velocidad media mensual del viento (V_m).

De la resta de los anteriores, se obtiene la cantidad de energía que debe aportar el generador FV cada mes del año, que a su vez depende de la irradiación existente (en HSP).

	E_T (kWh)	V_m (m/s)	G_{GE} (kWh)	HSP	G_{FV} (kWh)
Enero	481	6,15	386	3,05	95
Febrero	437	6,86	390	4,02	47
Marzo	481	7,36	462	5,02	19
Abril	466	6,04	368	4,47	98
Mayo	481	8,14	512	4,42	-31
Junio	466	7,61	464	4,51	2
Julio	481	7,59	478	4,90	3
Agosto	481	7,89	496	5,15	-15
Septiembre	466	6,55	398	5,26	68
Octubre	481	5,69	356	4,70	125
Noviembre	466	5,55	338	3,46	128
Diciembre	481	7,18	452	3,00	29
Total año	5668	6.88	5100	4.33	568

Tabla 3.6 Energía fotovoltaica necesaria por cada mes del año

En la tabla anterior, se puede observar que en los meses de mayo y agosto, el aerogenerador abastece al conjunto de la instalación, sin necesidad del aporte del generador FV.

Sin embargo, en octubre y noviembre, al ser la velocidad media del viento menor que la media anual, es necesario producir una cantidad elevada de energía fotovoltaica, lo cual penaliza la dimensión del generador FV para el resto del año.

Precisamente, para dimensionar el generador FV, se tendrá en cuenta el “mes peor” en cuanto a irradiación, que es diciembre con 3 HSP, así como el mes en el que más electricidad deben aportar los paneles FV, en este caso, noviembre con 128 kWh/mes.

Si se divide el valor de 128 kWh/mes del mes de noviembre, por el número de días que tiene el mes (30), se obtiene que el valor medio diario mínimo que debe producir nuestro generador FV, es de **4266 Wh/día**.

3.3.2 Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la siguiente expresión:

$$P_{mp.min} = \frac{E_{md.FV}}{HSP \cdot PR}$$

Donde:

- $P_{mp.min}$ es la potencia pico mínima que se requiere del generador.
- $E_{md.FV}$ es el consumo expresado en kWh/día.
- HSP son las horas sol pico del mes crítico o “mes peor”.
- PR es el rendimiento energético o “performance ratio” de la instalación.

El rendimiento energético de la instalación PR o "*Performance Ratio*" se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, donde se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos.
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por degradación de los módulos.



- Pérdidas eléctricas.
- Pérdidas por reflectancia.

Según dispone el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE valores típicos son, en sistemas con inversor (conectados a red), $PR=0,7$ y con inversor y batería (sistemas aislados), $PR=0,6$. Si se utilizase otro valor de PR , el mismo deberá estar convenientemente justificado.

En nuestro caso, calculamos el valor de PR , desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación, tal y como se describe a continuación:

Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos:

La potencia que pueden desarrollar los módulos no es exactamente la misma, y por lo tanto tampoco lo son ni su intensidad ni su tensión de máxima potencia.

De este modo, al componer un sistema generador formado por varios paneles o módulos conectados en serie, se produce una pérdida de potencia debido a que el valor de la intensidad de corriente de paso será igual a la de menor valor de los paneles colocados en serie.

Para minimizar este efecto, los módulos se clasifican por su intensidad, que viene indicado con una letra grabada mediante un adhesivo en el marco del panel, de manera que se pueden escoger paneles similares a la hora de armar las series durante la instalación.

La tolerancia de potencia ($\%P_{m\acute{a}x}$) de la mayoría de los módulos ronda $0/+3\%$, por lo que las posibles pérdidas por dispersión de potencia se pueden estimar en un 3% .

Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas:

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel.

Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como por la parte posterior de los módulos.

No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura ambiente exterior.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T), se suele emplear la siguiente expresión:

$$P_T = K_T (T_c - 25^\circ C)$$

Donde:

- K_T el coeficiente de temperatura, medido en $^\circ C^{-1}$. Generalmente este valor viene dado por el fabricante de la placa solar, aunque se toma por defecto el valor de $0,0035^\circ C^{-1}$.
- T_c es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura se suele emplear la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ C) \cdot E}{800}$$

Siendo:

- T_{amb} la temperatura ambiente media mensual del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. En nuestro caso, la estación meteorológica Carrascal GN nos aporta una temperatura media para el mes de diciembre es de 4,8 °C.
- T_{onc} es la temperatura de operación nominal de la célula, que suele ser suministrado por el fabricante, siendo un valor habitual $T_{onc} = 45^{\circ}C$.
- E es la radiación media en un día soleado del mes en cuestión, que en nuestro caso es de 62,5 W/m² para el mes de diciembre.

Sustituyendo los valores en la expresión anterior, la temperatura media mensual (T_c) a la que trabajan las placas fotovoltaicas, resulta ser de:

$$T_c = 4,8 + 1,95 = 6,75^{\circ}C$$

Por lo que el factor P_T resulta ser:

$$P_T = K_T(T_c - 25^{\circ}C) = 0,0035 \cdot 18,25 = 0,063$$

Resultando unas pérdidas por incremento de temperatura de los módulos FV del 6,3%.

Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos:

En unas condiciones normales de emplazamiento, realizando un mantenimiento y limpieza adecuada, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3%.

Pérdidas por sombras:

Las pérdidas por el sombreado parcial del generador FV, al margen del FS (factor de sombra) que penalizan su producción eléctrica se pueden estimar en torno al 4%.

Pérdidas por degradación de los módulos:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.

Pérdidas eléctricas:

En las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, se indica que la caída de tensión no podrá superar el 3% (1,5% para la parte de corriente continua o directa y del 2% para los conductores de la parte de corriente alterna).

Pérdidas por reflectancia:

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, fueron estimadas por la Universidad de Ginebra y deben considerarse en un 2,9%.

Por lo tanto, contabilizando todas las pérdidas anteriores, se obtiene el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación, cuyo valor es:

$$PR = 100\% - 3\% - 6,3\% - 3\% - 4\% - 1\% - 3\% - 2,9\% = 76,8\%$$

Recuperamos ahora, la expresión del principio de este apartado, que servía para el cálculo de la potencia pico mínima del generador FV:

$$P_{mp. \text{ min. generador}} = \frac{E_{md. FV}}{HSP \cdot PR}$$

Donde:

- $E_{md. FV}$ es el consumo diario estimado, en nuestro caso 4266 Wh/día.
- HSP son las Horas Sol Pico del mes crítico, en nuestro caso 3 HSP.
- PR es la "performance ratio", del cual disponemos el valor de 0,768.

Se sustituyen los datos con en la expresión anterior, obteniendo el siguiente resultado:

$$P_{mp. \text{ min. generador}} = \frac{4266}{3 \cdot 0,768} = 1852 \text{ W}$$

Según el mismo Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE, la potencia del generador se podrá dimensionar como máximo, hasta un 20 % del valor $P_{mp. \text{ min. generador}}$.

Sin embargo, debido a que nuestra instalación es híbrida y aislada de la red, disminuirémos la probabilidad de fallos armonizando la potencia de generación de CC, con la capacidad de las baterías de la instalación, dispuestas en paralelo.

Por ello, no aplicaremos ningún factor de dimensionado adicional, optando por el generador FV con una potencia pico mínima ya calculada de **1852 W**.

3.3.3 Selección del módulo fotovoltaico

Siendo la potencia pico del generador FV de 1852 W, para calcular el número total (N) de paneles solares que debemos instalar, se considera la siguiente fórmula:

$$N = \frac{P_{mp. \text{ generador}}}{P_{mp. \text{ módulo}}}$$

Siendo:

- $P_{mp. \text{ generador}}$ la potencia pico nominal ya calculada (1852 W) del generador FV.
- $P_{mp. \text{ módulo}}$ la potencia pico nominal del módulo FV seleccionado.

Lógicamente, para conocer el valor de $P_{mp. \text{ módulo}}$, en primer lugar, debemos seleccionar el módulo fotovoltaico que utilizaremos en nuestra instalación.

En ese sentido, al igual que a la hora de seleccionar el aerogenerador, se evaluarán módulos fotovoltaicos de marcas reconocidas en el sector, con unos estándares de calidad acordes con el conjunto de la instalación.

En instalaciones aisladas de 24/48 V, se requieren módulos fotovoltaicos de 72 células, ya que su tensión de trabajo ronda los 36 V, necesarios para una correcta carga de las baterías.

Asimismo, dado que el generador fotovoltaico se instalará sobre el tejado, una mayor potencia nominal de cada módulo implicaría instalar un menor número de ellos, lo que a su vez, supone un ahorro de espacio.

Con todo, se presentan las siguientes opciones:

- Módulo de 190 W monocristalino Victron Blue Solar Mono 190, del fabricante Victron Energy (Países Bajos), con un precio de 361 euros por panel.

- Módulo de 190 W monocristalino Shiness XH-190M, comercializado por SumSol (España), con un precio de 229 euros por panel.
- Módulo de 200 W monocristalino Atersa A-200M, del fabricante Atersa que pertenece al Grupo Elecnor (España), con un precio de 388 euros por panel.
- Módulo de 210 W monocristalino Amerisolar AS-5M, del fabricante Worldwide Energy and Manufacturing Co. (USA), con un precio de 236 euros por panel.
- Módulo de 240 W monocristalino Panasonic HIT-N240, fabricado por Panasonic (Japón), con un precio de 373 euros por panel.
- Módulo de 280 W policristalino Victron Blue Solar Poly 280, del fabricante Victron Energy (Países Bajos), con un precio de 435 euros por panel.
- Módulo de 315 W monocristalino Atersa A-315M, del fabricante Atersa que pertenece al Grupo Elecnor (España), con un precio de 432 euros por panel.

Para valorar cada opción se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

- Número de módulos necesarios.
- Precio total del generador FV.
- Coste relativo por cada vatio de potencia instalada.
- Garantía de entrega de potencia con el paso del tiempo.

Para conocer el número N de módulos fotovoltaicos para cada modelo evaluado, se recupera la expresión del inicio del presente apartado ($N = P_{mp, generador} / P_{mp, módulo}$) debiendo redondear el resultado al número entero par inmediatamente superior.

El precio total del generador FV será el resultado de multiplicar el número de módulos N por el precio unitario de cada módulo.

El coste relativo por cada vatio de potencia instalada (€/W), se obtiene dividiendo el coste del generador FV por la potencia pico del propio generador FV.

Todos los módulos en estudio, garantizan como mínimo, una entrega de potencia del 90%, a los 10 años de la instalación, y del 80%, a los 25 años de la instalación.

Para facilitar la selección del módulo FV, se agrupan los principales parámetros evaluados, en la siguiente tabla:

Módulo	P_{mod} (W)	P_{gen} (W)	P_{mod}/P_{gen}	N	A (m ²)	P_{ud} (€)	P_{total} (€)	$C_{rel.}$ (€/W)
Victron	190	1852	9,74	10	1,276	361	3610	1,95
Shiness	190	1852	9,74	10	1,276	239	2390	1,30
Atersa	200	1852	9,26	10	1,317	388	3880	2,10
Amerisolar	210	1852	8,82	10	1,276	256	2560	1,40
Panasonic	240	1852	7,72	8	1,260	373	2984	1,60
Victron	280	1852	6,61	8	1,940	435	3480	1,90
Atersa	315	1852	5,87	6	1,945	432	2580	1,40

Tabla 3.7 Principales características de los módulos fotovoltaicos evaluados

Analizando los resultados, nos decidimos por el **módulo FV monocristalino Atersa A-315M**, de 315 W de potencia nominal.

Aunque existen opciones más baratas, su coste relativo es de los más bajos. Además, no es necesario instalar más de 6 módulos, con lo que supone de ahorro extra en material auxiliar, así como de espacio, teniendo en cuenta que el generador FV se instalará sobre el tejado.

Las características más importantes del módulo fotovoltaico seleccionado son las siguientes:

Características eléctricas del módulo solar Atersa A-315M	
Potencia Nominal ($\pm 5\%$)	315 W
Eficiencia del módulo	16,18%
Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp})	8,23 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp})	38,33 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	8,74 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	46,48 V
Datos obtenidos en condiciones estándar de medida (STC): 1 kW/m^2 , $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$, AM 1,5	
Características físicas del módulo solar Atersa A-315M	
Tipo de célula	Monocristalina 156x156 mm
Células en serie	72 (6x12)
Dimensiones ($\pm 2\text{ mm}$)	1955x995x50 mm
Peso	27,3 Kg
Cristal delantero	Cristal templado 4,0 mm
Marco	Aleación aluminio anodizado
Caja de conexiones / Opcional	IP65, 3 diodos
Cables	4 mm^2 , 1000 mm
Conectores	MC4 o compatibles MC4
Parámetros térmicos del módulo solar Atersa A-315M	
Coefficiente de Temperatura de P_{max}	-0,41% / $^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura de V_{oc}	-0,32% / $^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura de I_{sc}	-0,09% / $^\circ\text{C}$
Rango de funcionamiento Temperatura	-40 $^\circ\text{C}$ a +85 $^\circ\text{C}$

Tabla 3.8 Características módulo fotovoltaico Atersa A-315M

3.3.4 Número de módulos FV necesarios

Tras la elección del módulo Atersa A-315A de 315 W de potencia pico, como el más apropiado para nuestra instalación, se calcula con la expresión del apartado anterior, que con 6 módulos, el generador fotovoltaico ($P_{mp, generador} = 1852 \text{ W}$) queda correctamente dimensionado:

$$N = \frac{P_{mp, generador}}{P_{mp, módulo}} = \frac{1852}{315} = 5,87 \rightarrow 6$$

No obstante, comprobaremos si con el número de módulos calculado, generamos diariamente energía suficiente para complementar la energía eólica, que en el mes peor presentaba un déficit de **4266 Wh/día**.

Para ello, dividiremos dicha energía diaria, por la que genera cada panel, teniendo en cuenta que la energía diaria que puede darnos cada panel se obtiene de la siguiente ecuación:

$$E_{módulo} = P_{MPP} \cdot HSP \cdot PR$$

Donde:

- P_{MPP} es la máxima potencia pico del panel seleccionado, en nuestro caso 315 W.
- HSP son las Horas Sol Pico del mes crítico, en nuestro caso 3 HSP.
- PR es la "performance ratio", en nuestro caso 0,768.

Se sustituyen los datos en la expresión anterior, con el siguiente resultado:

$$E_{módulo} = 315 \cdot 3 \cdot 0,768 = 726 \text{ Wh} / \text{día}$$

Si multiplicamos el valor obtenido por el número de módulos (6), sabremos la energía eléctrica diaria que nos aporta el generador FV:

$$E_{\text{generador}} = E_{\text{módulo}} \cdot N = 726 \cdot 6 = 4356 \text{ Wh / día} > 4266 \text{ Wh / día}$$

Comprobamos, por lo tanto, que la energía que aporta el generador FV supera la energía eléctrica diaria que necesitamos para completar la producción de energía eólica.

La dimensión del generador FV obedece a la necesidad de generar electricidad en los meses de menor producción eólica, aportando asimismo, equilibrio entre la dimensión del generador, con la capacidad de las baterías, para un correcto funcionamiento de la instalación.

Para establecer la **conexión en serie** de los módulos, se debe tener en cuenta la tensión en el punto de máxima potencia ($V_{MP} = 38,33 \text{ V}$), así como la tensión CC del sistema (48 V), según la siguiente expresión, cuyo resultado se aproxima al número entero inmediatamente superior:

$$N_{\text{serie}} = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{mp}} = \frac{48}{38,33} = 1,25 \rightarrow 2$$

Mientras que la **conexión en paralelo** de los paneles será calculado dividiendo el número total de módulos N por el número de módulos en paralelo, mediante la expresión:

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{N}{N_{\text{serie}}} = \frac{6}{2} = 3$$

Por tanto, el generador FV estará formado por 6 módulos **monocristalinos Atersa A-315M** de 315W, distribuidos en tres ramales paralelos, con dos módulos por ramal.

Llegados a este punto, cabe recordar que para los cálculos realizados hasta el momento, se ha tenido en cuenta la función del punto de máxima potencia (MPPT) que algunos reguladores de carga disponen, para optimizar el rendimiento del generador fotovoltaico.

Ahora bien, en instalaciones aisladas de la red puede ser suficiente con un controlador PWM (Pulse With Modulation), más sencillos y económicos que los reguladores MPPT. En éste caso, tomamos en cuenta la aportación de corriente del generador FV, en amperios hora por día.

Recordando que el generador FV debe completar un consumo diario de 4266 Wh/día, y que la tensión de trabajo es de 48 V, el consumo en Ah/día viene dado por:

$$Q_{Ah} = \frac{E_{md.FV}}{V_{bat}} = \frac{4266}{48} = 88,9 \text{ Ah / día}$$

De esta forma, el valor de la corriente eléctrica (I_{MPT}) que debe generar el total de los módulos fotovoltaicos en las condiciones de radiación solar del mes crítico (en este caso, diciembre) vendrá dado por la expresión siguiente:

$$I_{MPT} = \frac{Q_{Ah}}{HSP} = \frac{88,9}{3} = 29,63 \text{ A}$$

Por este método, el número de paneles para colocar en paralelo (N_{paralelo}) se calcula dividiendo la corriente total (I_{MPT}) que debe generar el sistema por la corriente unitaria de cada panel (I_{MP}), obteniéndose lo siguiente:

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{I_{MPT}}{I_{MP}} = \frac{29,63}{8,23} = 3,60 \rightarrow 4$$



Tras aproximar el resultado al valor entero inmediatamente superior, se obtiene un valor de 4 ramales de módulos en paralelo, y en consecuencia, 2 módulos en serie por ramal.

Lo cual significa que con un regulador sin MPPT, habría que instalar una ramal en paralelo más, con dos paneles por ramal. Lo cual, además de aumentar el número de módulos, obligaría a sobredimensionar el sistema de regulación.

Por lo tanto optaremos por un regulador con MPPT, que en nuestro caso, optimiza la dimensión del generador fotovoltaico así como el resto de componentes del sistema.

4. ENERGÍA PRODUCIDA POR EL GENERADOR HIBRIDO

Una vez que se ha calculado la dimensión del generador eólico, así como la del generador FV, se elabora una tabla con la suma de la producción energética de ambas fuentes por cada mes del año (G_T), para comprobar si abastecen la demanda energética mensual de la instalación.

Para ello se debe tener en cuenta que la demanda media diaria de energía eléctrica, incluidas las pérdidas del sistema, es de 15530 Wh/día, por lo que este valor se multiplicará por el número de días correspondiente, para conocer el consumo en cada mes del año (E_T).

	Vm (m/s)	GGE (kWh)	HSP	GfV (kWh)	G _T (kWh)	E _T (kWh)	Dim. (%)
Enero	6,15	386	3,05	137	521	481	8
Febrero	6,86	390	4,02	163	568	437	30
Marzo	7,36	462	5,02	226	684	481	42
Abril	6,04	368	4,47	195	566	466	21
Mayo	8,14	512	4,42	199	708	481	47
Junio	7,61	464	4,51	196	664	466	42
Julio	7,59	478	4,90	220	695	481	44
Agosto	7,89	496	5,15	232	724	481	50
Septiembre	6,55	398	5,26	229	631	466	35
Octubre	5,69	356	4,70	211	564	481	17
Noviembre	5,55	338	3,46	151	491	466	5
Diciembre	7,18	452	3,00	135	585	481	20
Total año	6,88	5100	4,33	2299	7399	5668	30

Tabla 3.9 Balance de la energía generada y del consumo total de la instalación

Tal y como se puede observar, el dimensionado calculado para ambos generadores, permite abastecer sin mayores problemas, las necesidades de energéticas de nuestra instalación. Si tomamos valores totales anuales, generamos un 30% más de energía que la necesaria.

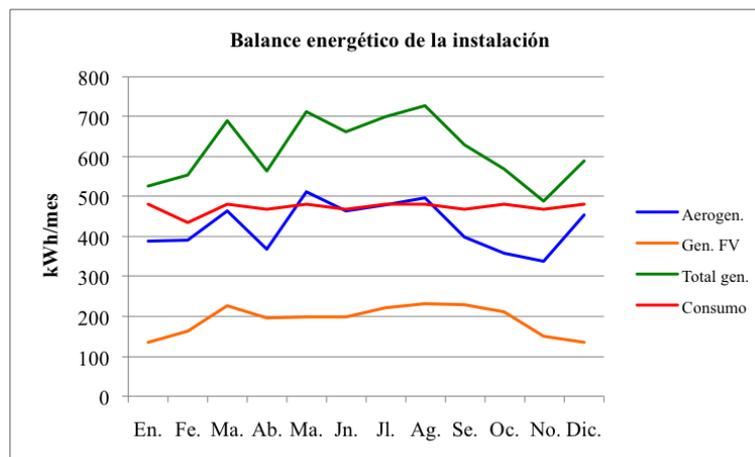


Figura 3.4 Balance de la energía generada y del consumo total de la instalación

En la figura se representa gráficamente la energía generada por los módulos fotovoltaicos en naranja, la generada por la turbina eólica en azul, y la suma de ambas en verde. Por otro lado, el consumo total, estable a lo largo del año, se muestra en color rojo.

5. CÁLCULO DEL RESTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA

5.1 ACUMULADOR ELÉCTRICO

A la hora de calcular la capacidad de las baterías o acumuladores, se deben tener en cuenta dos parámetros, que son, por un lado, la máxima profundidad de descarga (estacional y diaria) y por el otro, el número de días de autonomía.

En nuestro caso, se tomarán los siguientes valores, según el modelo de batería seleccionado:

- Profundidad de Descarga Máxima Estacional, $PD_{MÁX,e} = 75\%$ (0,75).
- Profundidad de Descarga Máxima Diaria, $PD_{MÁX,d} = 15\%$ (0,15).
- Número de días de autonomía, $n = 2$ días.

El número de días de autonomía es menor que el recomendado por el IDAE, pero el parámetro se ha decidido tomando en cuenta que se trata de una instalación híbrida (con dos fuentes de energía), con el respaldo de un grupo electrógeno.

El resultado de la capacidad nominal (C_{NBAT}) que deben ofrecer las baterías, será el que resulte del mayor valor calculado al emplear las descargas previstas, diarias y estacionales. Para ello, debemos contar con el consumo total de la instalación $E_{md,total} = 15530$ Wh/día.

Por un lado, considerando la descarga máxima diaria ($PD_{MÁX,d}$), el cálculo de la capacidad nominal de la batería (C_{NBAT} en Wh), se realizará empleando la siguiente expresión:

$$C_{NBAT}(Wh) = \frac{E_{md,total}}{PD_{MÁX,d} \cdot F_{CT}} = \frac{15530}{0,15 \cdot 1} = 103534 \text{ Wh}$$

Con el valor anterior, se obtiene (C_{NBAT} en Ah):

$$C_{NBAT}(Ah) = \frac{C_{NBAT}(Wh)}{V_{BAT}} = \frac{103534}{48} = 2157 \text{ Ah}$$

La explicación de las dos ecuaciones es sencilla, necesitamos generar una energía media diaria ($E_{md,total}$) con nuestras baterías pero permitiendo solamente un 15% de descarga máxima diaria y suponiendo un factor de corrección de temperatura ($F_{CT} = 1$).

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional ($PD_{MÁX,e}$), teniendo en cuenta el número de días de autonomía ($n=2$):

$$C_{NBAT}(Wh) = \frac{E_{md,total} \cdot n}{PD_{MÁX,e} \cdot F_{CT}} = \frac{15530 \cdot 2}{0,75 \cdot 1} = 41413 \text{ Wh}$$

Con el valor anterior, se obtiene (C_{NBAT} en Ah):

$$C_{NBAT}(Ah) = \frac{C_{NBAT}(Wh)}{V_{BAT}} = \frac{41413}{48} = 827 \text{ Ah}$$

La explicación es similar a la anterior, necesitamos generar una energía diaria ($E_{md,total}$) con nuestras baterías, pudiendo disponer de ella durante 2 días sin viento ni sol, no permitiendo una descarga mayor del 70% y con un factor de corrección de temperatura ($F_{CT} = 1$).

Atendiendo a los resultados, se tomará como valor mínimo de capacidad, el mayor valor obtenido de los anteriores, resultando en nuestro caso la capacidad calculada para la máxima descarga diaria de $C_{NBAT} = 2157$ Ah.

El tiempo de descarga de la batería, viene definido por el manual de usuario del aerogenerador Bornay 1500, que para una tensión de trabajo de 48 V, exige una capacidad mínima de batería de 350 Ah y un tiempo de descarga mínimo de 100 horas (C100).

Por tanto, escogeremos una batería de plomo ácido, con 24 vasos de 2 V conectados en serie para establecer la tensión de trabajo (48 V), de tipo estacionario (mínimo C100), con una vida útil prolongada (ciclos de carga/descarga) y una capacidad de $C_{NBAT} = 2157 \text{ Ah}$.

Tras analizar las distintas opciones existentes en el mercado, se opta por el acumulador **TCH 2V 11 OPzS 2285 de la marca TECHNOSUN**, cuyas características principales son las siguientes:

Características TCH 2V 11 OPzS 2285 de TECHNOSUN	
Capacidad C120 1,85 Vpc a 20°C	2286 Ah
Tensión nominal por célula	2 V
Corriente de cortocircuito	8500 A
Pérdidas de carga (por mes a 20°C)	2,5%
Ciclos de carga/descarga (60% DoD, 20°C)	2300
Vida útil (años)	20
Temperatura de operación recomendada	10°C – 30°C (max. 55°C)
Dimensiones	797x275x210 mm
Peso (con electrolito)	111 Kg

Tabla 3.10 Características acumulador TCH 2V 11 RES OPzS 2285

Al tratarse de un abastecimiento eléctrico híbrido, la batería sirve para compensar la carga punta, reduciendo las ondulaciones de tensión y el tiempo de uso del grupo electrógeno en periodos de baja producción de electricidad.

5.2 REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga es un componente fundamental en una instalación aislada, ya que regula el flujo de energía que se acumula en las baterías, evitando además, que se produzcan cargas o descargas excesivas de las mismas.

En una instalación híbrida, tanto la turbina eólica como el generador fotovoltaico dispondrán de su propio regulador, dado que la naturaleza de cada uno de ellos así lo requiere (existen en el mercado reguladores híbridos, pero con entradas diferenciadas).

5.2.1 Regulador eólico

En este caso, utilizaremos el regulador eólico que suministra el propio fabricante de la turbina eólica Bornay 1500, entre cuyas funciones destacamos las siguientes:

- Transformar la energía en alterna del aerogenerador, en corriente continua apta para la carga del banco de baterías.
- Controlar el funcionamiento del aerogenerador en función de la carga la de batería; si están cargadas el aerogenerador se frena y se disipa la energía excedente.
- Evitar cargas o descargas excesivas de las baterías.

5.2.2 Regulador solar

Entre las funciones del regulador solar, cabe destacar las siguientes:

- Proteger a las baterías de sobrecargas y descargas profundas.
- Aislar los módulos FV cuando, debido a una insolación reducida, su tensión es menor a la tensión de carga de las baterías.
- Conectar los módulos FV cuando la insolación aumenta y el voltaje de los paneles es superior al de la batería, para proceder a su carga.

El regulador de carga se debe seleccionar en función de la tensión nominal del sistema (48 V) y de la corriente de operación máxima del regulador ($I_{max.reg.}$).

Se recomienda que la corriente del regulador, sea como mínimo un 20% mayor que la corriente de cortocircuito el generador FV, que a su vez se obtiene de multiplicar el número de ramales en serie ($N_{paralelo} = 4$) por la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado ($I_{sc} = 8,57$ A).

Por tanto la intensidad máxima del regulador ($I_{max.reg.}$), vendrá dada por:

$$I_{max.reg.} = 1,2 \cdot I_{sc.FV} = 1,2 \cdot N_{paralelo} \cdot I_{sc} = 1,2 \cdot 3 \cdot 8,74 = 31,46 \text{ A}$$

Según la configuración prevista, el regulador va a ser alimentado por 3 ramales en paralelo con 2 módulos en serie por ramal, por lo que las tensiones de operación serán las siguientes:

- La tensión de máxima potencia del generador FV, será igual a la suma de las tensiones de los módulos conectados en serie, así $V_{MPGen} = 2 \cdot V_{MP} = 76,66$ V.
- La tensión en circuito abierto, a su vez, será igual a la suma de las tensiones en circuito abierto de los módulos en serie, $V_{OCGen} = 2 \cdot V_{OC} = 92,96$ V.

Asimismo, la potencia nominal del generador FV vendrá dada por el número y potencia de los módulos instalados, que en nuestro caso arroja un resultado de $P_{generador} = 6 \cdot P_{módulo} = 1890$ W.

Tomando en cuenta los resultados anteriores, se analizan varias opciones y finalmente se opta por el **regulador maximizador Blue Solar 35A -12/24/48V-MPPT 35-150 de Victron Energy**, cuyas características más importantes quedan recogidas en la siguiente tabla:

Controlador de carga Blue Solar MPPT 150/35	
Tensión de la batería (selección automática)	12 / 24 / 36 / 48 V
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia nominal FV máxima	48 V - 2000 W
Tensión máxima potencia	145 V
Tensión máxima circuito abierto FV	150 V
Eficacia máxima	98%
Temperatura de operación recomendada	-30°C a +60°C
Tipo de protección	IP43
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct

Tabla 3.11 Características controlador de carga Blue Solar MPPT 150/35

Tal y como se puede comprobar, las prestaciones del controlador de carga seleccionado cumple con las especificaciones de nuestra instalación.

5.3 INVERSOR - CARGADOR

Dado que la totalidad de las cargas funcionan en AC, necesitamos un inversor para transformar la corriente continua de las baterías, en una corriente alterna apta para el consumo.

El inversor es un transformador bidireccional corriente continua – corriente alterna, que trabaja con diferentes niveles de tensión, por lo que para seleccionarlo debemos tener en cuenta la tensión de entrada, la tensión de salida y la potencia máxima del conjunto de las cargas.

Por otro lado, el cargador envía energía a las baterías desde el sistema auxiliar de apoyo (desde el grupo electrógeno, por ejemplo) cuando se detecta que están descargadas y no pueden abastecer el consumo de la instalación.

Aunque existen aparatos independientes, en nuestro caso utilizaremos un inversor – cargador monofásico, de la potencia adecuada, con una tensión de entrada en continua de 48 V y una salida en alterna de onda senoidal pura, tensión eficaz de 230 V y frecuencia de 50 Hz.

Para determinar la potencia máxima que vamos a necesitar, que será la potencia del inversor, debemos tener en cuenta la suma de todas las cargas existentes. Como por norma general, no se conectan todas a la vez, se suele estimar entre un 70 y un 80% de la suma total.

En ese sentido, cabe mencionar, que para el correcto funcionamiento de un inversor, conviene dimensionarlo de la manera más ajustada posible a las necesidades de la instalación.

En el apartado correspondiente a la estimación de los consumos, se calculó que la potencia instalada para el conjunto de la instalación era de 6673 W (ver tabla 4.3).

Aplicamos un factor de simultaneidad del 75%, teniendo en cuenta que es del todo improbable que todas las cargas se conecten simultáneamente, obteniendo una potencia equivalente a un grado de electrificación básica según el ITC-BT-10 del REBT.

Debemos considerar, asimismo, el rendimiento del inversor que estimamos en un 90%, por lo que la potencia nominal que debería cubrir el inversor se calcula así:

$$P_{inversor} = \frac{0,75 \cdot P_{instalada}}{\eta_{inversor}} = \frac{0,75 \cdot 6673}{0,9} \approx 5560 \text{ W}$$

Asimismo, debemos tener en cuenta los "picos de arranque" que algunos aparatos eléctricos generan, lo cual incrementa en al menos un 35% la potencia nominal que debe soportar el inversor durante su puesta en marcha.

En nuestro caso, supone aumentar la potencia de pico del inversor hasta los 9000 W.

Además de los parámetros anteriores, a la hora de escoger el inversor – cargador apropiado, se ha tratado de mantener una coherencia entre los distintos elementos seleccionados, para facilitar así, el control del conjunto de la instalación.

Por ello, se recurre a la oferta de inversores del fabricante Victron Energy, entre los cuales, se escogen **dos MultiPlus 48/3000/35 trabajando en paralelo**.

Dicha configuración, aporta seguridad al suministro, ya que por un lado, cuando falla uno de los inversores, se desconecta automáticamente, y por el otro, ante cargas parciales uno de los dos se desconecta para reducir el consumo.

Los inversores trabajando en paralelo, nos ofrecen una potencia activa de hasta 12000 W de manera puntual ("picos de arranque"), 6000 VA (5000 W) de manera continua a 25°C, o una potencia de 4400 W a una temperatura de 40°C.

Las características principales de los inversores – cargadores Multiplus son las siguientes:

Inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35	
Rango de tensión de entrada	38 – 66 V
Tensión de salida (50 Hz.)	230 VAC +/- 2%
Potencia continua de salida a 25°C	3000 VA
Potencia continua de salida a 25°C	2500 W
Potencia continua de salida a 40°C	2200 W
Pico de potencia	6000 W
Salida auxiliar	16 A
Puerto de comunicación VE.bus	Paralelo / Trifásico / Int. Sist.
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct

Tabla 3.12 Características inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35

No obstante, si en un momento dado, la instalación demandara más potencia, contamos con el respaldo de un grupo electrógeno, conectado a la red de corriente alterna paralela del inversor – cargador, trabajando (lo vemos más adelante) a la potencia de máximo rendimiento.

5.4 GRUPO ELECTRÓGENO

Uno de los requisitos de diseño es la disponibilidad de energía eléctrica, por lo que para evitar posibles interrupciones en el suministro (varios días con baja velocidad de viento y nublados, o cualquier otra incidencia en los equipos) se instalará un grupo electrógeno de respaldo.

Se debe escoger un grupo electrógeno de corriente alterna, conectado a la entrada CA del inversor/cargador (entrada en paralelo), de manera que cuando entre en funcionamiento lo haga a la potencia de máximo rendimiento.

Eso significa que el grupo cargará las baterías y suministrará energía eléctrica a la instalación, de forma que la potencia entregada al cargador de las baterías, más la potencia destinada al consumo, será igual a la potencia de máximo rendimiento del grupo.

Éste sistema con asistencia de potencia nos permite que se pueda contar con la energía del inversor más la del grupo electrógeno, ante sobrecargas puntuales.

Además, en caso de avería de cualquier elemento del sistema híbrido, se podrá conectar el grupo a las cargas directamente, aunque el rendimiento será menor al no trabajar en el punto de máxima potencia.

Como desventaja, cabe mencionar que el uso de un grupo electrógeno supone un sobre coste adicional y utiliza un combustible no renovable.

Por lo tanto, se debe escoger un grupo electrógeno con arranque eléctrico, (y manual también) de potencia suficiente, que pueda trabajar en el punto de máximo rendimiento y de bajo coste, teniendo en cuenta que en general se utilizará por poco tiempo.

Tras analizar varias opciones, se opta por el generador de gasolina GUARDIAN SC-6, de la marca Genergy, con una potencia nominal de 6 kVA, específico para suministrar energía en instalaciones aisladas de la red.

El grupo arranca a demanda del inversor – cargador, logrando recuperar el acumulador de la instalación ante una descarga o evitar una rápida descarga ante un consumo elevado.

Las características del grupo se muestran en la tabla siguiente:

GENERADOR GASOLINA GENERGY GUARDIÁN SC-6	
Sistema de arranque automático	Por contacto libre de potencial
Distorsión (THD) - Regulación	5% - Electrónica
Voltaje - Frecuencia	230V - 50Hz
AC 230V Nominal - Máxima	6kVA - 6,2kVA
Modelo Motor	Genergy SGH Series
Tipo Motor	4 Tiempos, Refrigerado por Aire
Nivel Sonoro (7 m.)	74dB
Arranque	Manual/Eléctrico/Automático
Capacidad Depósito	28L
Autonomía aproximada 75%	11,2 Horas
Capacidad Aceite (Tipo)	1,1L (SAE10W30-SAE10W40)
Kit de Transporte	Sí
Dimensiones	70cm x 52cm x 56cm
Peso	93 kg

Tabla 3.13 Características generador gasolina GENERGY Guardian SC-6

5.5 CONTROL DEL SISTEMA HÍBRIDO

En una instalación de generación híbrida y aislada de la red como el nuestro, resulta recomendable añadir un sistema de control que nos aporte las siguientes funcionalidades:

- Posibilidad de programar y modificar los parámetros de funcionamiento del sistema (PD de las baterías, cuando se conecta el generador auxiliar, etc.).
- Controlar la carga de las baterías, teniendo en cuenta que tienen varias fuentes de energía (reguladores eólico y solar).
- Automatizar el encendido y apagado del generador, conociendo la carga de las baterías, la demanda instantánea de consumo, etc.
- Tener un archivo de datos sobre el funcionamiento del sistema, incluso información sobre errores o fallos de la instalación.

5.5.1 Red VE.net

Victron Energy dispone de la red de conexión VE.net (Victron Energy network), que permite que todos los elementos compatibles puedan comunicarse entre sí. Así, es posible controlar y supervisar el estado de todos los dispositivos desde un único panel de control.

En nuestro caso utilizaremos los siguientes elementos de control VE.net:

- Controlador de batería VE.net Battery Controller (VBC de 48 V).
- Controlador del generador VE.net Generator Module (VGM).

El cable de conexión utilizado para VE.net es Cat5 estándar con clavijas RJ-45, siendo la longitud máxima permitida de 100 metros conectado en estrella o en anillo.

5.5.2 Red VE.bus

VE.bus es la red de comunicación entre los dispositivos compatibles VE.net de la instalación; en nuestro caso estarán conectados los dos inversores – cargadores y el panel de control.



A través de esta red se configuran los inversores cargadores, introduciendo los datos sobre el tipo de alimentación (trifásica, monofásica, etc.), características de las baterías, etc.

El cable de conexión utilizado para VE.bus es Cat5 estándar con clavijas RJ-45, siendo la longitud máxima permitida de 100 metros conectada en línea.

La red VE.bus no es compatible con la red VE.net, al instalarla no confundir los conectores, ya que se podría producir daños en el sistema.

5.5.3 Panel de control BPP2

Entre los paneles de control que ofrece Victron Energy seleccionamos el Blue Power Panel with integrated VE.bus (BPP2) que es el que al coste más reducido puede realizar las funciones de control, configuración e información que deseamos para nuestra instalación.

Mediante este dispositivo podremos modificar los diferentes parámetros de funcionamiento del sistema, obtener los datos e historial de funcionamiento, controlar el encendido del grupo eléctrico de modo manual, recibir avisos de fallos, etc.

El BPP2 se comunicará con los controladores de las baterías y del generador a través de la red VE.net, con una configuración en estrella, así como con los inversores – cargadores, por medio de la red VE.bus, con una configuración en línea.

El conexionado del panel y de los elementos de control se detalla en los planos del diagrama unifilar y esquema de conexionado de la instalación del anexo correspondiente.

6. CABLEADO Y ELEMENTOS DE PROTECCION

6.1 CÁLCULO DEL CABLEADO

En instalaciones de baja tensión, la determinación reglamentaria de la sección de un cable, consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- Criterio térmico: esta condición establece que la intensidad que circule por el cable sea inferior a la máxima intensidad admisible, según su sección.
- Criterio de caída de tensión máxima permitida en los conductores: se trata de la caída de tensión entre el origen y el extremo del conductor, que debe ser inferior a los límites marcados por el REBT, y en nuestro caso, inferiores a los valores fijados por el pliego de condiciones para instalaciones aisladas de IDAE.

Tramo	$\Delta V_{\text{máxima}}$	$\Delta V_{\text{recomendada}}$
Generadores – Reguladores	3%	1%
Reguladores – Acumulador	1%	0,5%
Acumulador – Inversor	1%	1%
Inversor – CGBT	3%	3%
Otros equipos	5%	5%

Tabla 3.14 Caídas de tensión máxima (REBT) y recomendadas (IDAE)

El cableado utilizado cumplirá con las especificaciones del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) tanto en los tramos de continua (directa), que abarca desde los generadores eólico – fotovoltaico hasta su conexión con el inversor, como en los tramos de corriente alterna a partir de la salida del inversor hacia la instalación eléctrica del Centro Canino Berquier.

Para el cálculo de las secciones de los cables conductores y de las protecciones se distinguirá entre la parte de la instalación que funciona en continua (directa) y la parte de la instalación que funciona en corriente alterna.

El cableado de los tramos en corriente continua estará compuesto por dos conductores activos (positivo y negativo), y como parte del cableado queda al aire libre, debe estar diseñado para resistir las inclemencias meteorológicas.

De este modo, se recomienda el uso de cables tipo PV ZZ-F, especialmente concebidos para aplicaciones a la intemperie (temperaturas ambientales extremas, radiación solar ultravioleta, humedad, resistencia a los impactos, etc.).



Figura 3.5 Cables tipo PV ZZ-F

Los cables PV ZZ-F son cables unipolares con doble aislamiento, que tienen capacidad para transportar corriente continua hasta 1.800 V con gran durabilidad en el tiempo.

El cableado de los tramos en corriente alterna, de tipo monofásica, estará compuesto por dos conductores, fase y neutro, más otro conductor de protección.

Se usarán cables tripolares tipo SZ1-K(AS+), con doble capa de aislante en PVC y con tensión nominal de aislamiento 0,6/1 kV en CA.

6.1.1 Cálculo de la sección del cableado

Para el **cálculo de la sección del cableado**, tanto en corriente continua, como en corriente alterna monofásica, se empleará la fórmula que se presenta a continuación:

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

Donde:

- S es la sección del cable conductor, en mm².
- L es la longitud del cable conductor en ese tramo, en m.
- I es la intensidad de corriente máxima que circula por el conductor, en A.
- ΔV es la caída de tensión máxima permitida en los conductores (ver tabla 5.9).
- C es la conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre. Con 20°C es de 56 m/Ω·mm². Cada 10°C de aumento en la temperatura el valor desciende aproximadamente en dos unidades (para 60°C, por ejemplo, es de 46 m/Ω·mm²).

El resultado de la sección que se obtenga, se deberá contrastar con los valores normalizados que se recogen en la tabla 5.10, en función de las intensidades máximas admisibles, del nº de conductores con carga y de la naturaleza del aislamiento, norma UNE 20460 -5-523 (2004).

Cada uno de los tramos que componen la instalación poseerá una sección diferente de los conductores, debido a la intensidad de corriente que circula por cada uno de ellos.

6.1.2 Tramo generador eólico – regulador eólico

En éste caso, para el generador eólico Bornay 1500 que hemos seleccionado, el propio manual de instalación determina la sección mínima del conductor que debe utilizarse para la conexión con el regulador eólico también proporcionado por Bornay.

En nuestro caso, con una tensión de trabajo de 48 V y una distancia de 16 metros existente entre el generador y el regulador, se empleará un cable con una sección mínima de S= 6 mm².

Norma: UNE 20 460-5-523

Conductores aislados en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B1.			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2
Cables multiconductores en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B2.			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2
Sección mm ²	2,5	13,5	14	16	17	18	20
	4	18,5	19	22	24	24	27,5
	6	24	25	28	30	31	36
	10	32	34	38	42	42	50
	16	42	46	51	56	57	66
	25	54	61	64	71	72	84
	35	67	75	78	88	89	104
	50	80	90	96	106	108	127
	70		116	122	136	139	162
	95		140	148	167	169	197
	120		162	171	193	196,5	228
	150		187	197	223	227	264
	185		212	225	236	259	301
	240		248	265	300	306	355

Figura 3.6 Intensidades máximas admisibles (A) en los conductores eléctricos

6.1.3 Tramo generador fotovoltaico – regulador solar

Este tramo comprende la conexión desde la caja de conexiones de los módulos FV, de tres ramas en paralelo con dos módulos por ramal, hasta la entrada al regulador de carga.

Los valores de los distintos parámetros, serán los siguientes:

- $L = 10 \text{ m.}$
- $I = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{SC}} = 3 \cdot 8,74 = 26,22 \text{ A}$ (número de ramas en paralelo del generador FV por la intensidad de cortocircuito del módulo seleccionado).
- $\Delta V = 0,01 \cdot N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{MP}} = 0,01 \cdot 2 \cdot 38,33 = 0,76 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por el número de módulos FV en serie, por la tensión en el punto de máxima potencia del módulo seleccionado).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Sustituyendo estos valores en la expresión anterior, resulta una sección mínima de cable de $14,60 \text{ mm}^2$, que aproximamos a la sección normalizada para la intensidad máxima calculada, según la figura 3.6, lo cual nos da un resultado de $S = 16 \text{ mm}^2$.

6.1.4 Tramo regulador eólico – panel fusibles DC

Se trata del tramo que va desde la salida del regulador eólico, hasta el panel de fusibles DC de conexión con las baterías. Los valores de los distintos parámetros, serán los siguientes:

- $L = 2,5 \text{ m.}$
- $I = P_{\text{max.aerogenerador}} / V_{\text{BAT}} = 1500 / 48 = 31,25 \text{ A}$ (potencia máxima que puede entregar el aerogenerador, entre la tensión de trabajo).
- $\Delta V = 0,005 \cdot V_{\text{BAT}} = 0,01 \cdot 48 = 0,24 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 0.5% por la tensión de trabajo).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima es de $13,85 \text{ mm}^2$, aproximando a la sección normalizada inmediatamente superior, nos da un resultado de $S = 16 \text{ mm}^2$, lo cual es compatible con la intensidad máxima permitida según la figura 3.6.

6.1.5 Tramo regulador solar – panel fusibles DC

Se trata del tramo que va desde la salida del regulador solar, hasta el panel DC de conexión con las baterías. Los valores de los distintos parámetros, serán los siguientes:

- $L = 2,5 \text{ m.}$
- $I = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{SC}} = 3 \cdot 8,74 = 26,22 \text{ A}$ (número de ramas en paralelo del generador FV por la intensidad de cortocircuito del módulo seleccionado).
- $\Delta V = 0,005 \cdot N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{MP}} = 0,005 \cdot 48 = 0,24 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 0.5% por la tensión de trabajo).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima es de $11,62 \text{ mm}^2$, aproximando a la sección normalizada de la figura 3.6, nos da un resultado de $S = 16 \text{ mm}^2$.

6.1.6 Tramo baterías – panel de fusibles DC

Se trata del tramo que conecta las baterías con el panel de fusibles o panel DC, que recibe la corriente de los reguladores solar y eólico, y que alimentará a los dos inversores en paralelo que se han instalado.

La corriente máxima que soportará el cableado del tramo descrito, vendrá determinado por el suministro de corriente a los inversores que es mayor que la corriente de carga, procedente de los generadores eólico y fotovoltaico.

Por tanto, los valores para el cálculo, serán los siguientes:

- $L = 2 \text{ m}$.
- $I = N_{\text{inversores}} \cdot P_{\text{ac.max.inv.}} / \eta_{\text{inv.}} \cdot V_{\text{BAT}} = 2 \cdot 2500 / 0,9 \cdot 48 = 115,7 \text{ A}$ (potencia activa máxima de los inversores, dividido por la tensión de trabajo en continua).
- $\Delta V = 0,005 \cdot V_{\text{BAT}} = 0,005 \cdot 48 = 0,24 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en continua).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección es de $41,02 \text{ mm}^2$. Acudiendo a la figura 3.6 podemos comprobar que para la intensidad calculada, la sección inmediatamente superior es de $S = 50 \text{ mm}^2$.

6.1.7 Tramo panel de fusibles DC – inversores conectados en paralelo

Se trata del tramo que va desde la salida del panel DC de fusibles, a la salida de las baterías, hasta los dos inversores conectados en paralelo.

Los valores de los parámetros, serán los siguientes:

- $L = 2,5 \text{ m}$.
- $I = P_{\text{ac.max.inversor}} / \eta_{\text{inv.}} \cdot V_{\text{BAT}} = 2500 / 0,9 \cdot 48 = 57,8 \text{ A}$ (potencia activa máxima del inversor, entre la tensión de trabajo en continua).
- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{\text{BAT}} = 0,01 \cdot 48 = 0,48 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en continua).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima para conectar cada uno de los inversores en paralelo es de $12,81 \text{ mm}^2$. Según la figura 3.6, la sección normalizada para la intensidad calculada es de $S = 16 \text{ mm}^2$.

6.1.8 Tramo grupo electrógeno – inversores

Se trata del tramo que va desde la salida del grupo electrógeno a la entrada de los inversores, que se encuentran en paralelo.

Este tramo trabaja en alterna, por lo que los valores de los parámetros, serán los siguientes:

- $L = 6 \text{ m}$.
- $I = P_{\text{ac.max.ge}} / V_{\text{alterna}} = 5580 / 230 = 24,26 \text{ A}$ (potencia activa máxima del grupo, entre la tensión de trabajo en alterna).
- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{\text{alterna}} = 0,01 \cdot 230 = 2,30 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en alterna).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima para conectar cada uno de los inversores en paralelo es de $2,70 \text{ mm}^2$, siendo la sección normalizada para la intensidad calculada (figura 3.6) de $S = 6 \text{ mm}^2$.

6.1.9 Tramo inversores – CGBT

Se trata del tramo que va desde la salida de los inversores al cuadro general de baja tensión, conectándose justo antes del interruptor de control de la potencia (ICP).

Para calcular la sección del conductor, se debe tener en cuenta si los inversores trabajan sin el apoyo del grupo electrógeno o con el apoyo mismo.

El resultado sin apoyo, será el siguiente:

- $L = 8 \text{ m}$.
- $I = P_{ac.max} / V_{alterna} = 5400 / 230 = 23,47 \text{ A}$ (potencia activa máxima de los inversores, entre la tensión de trabajo en alterna).
- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{alterna} = 0,01 \cdot 230 = 2,3 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en alterna).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima sin el concurso del grupo auxiliar es de $3,47 \text{ mm}^2$. Según la figura 3.6, la sección normalizada para la intensidad calculada debe ser de $S = 6 \text{ mm}^2$.

El resultado con apoyo, será el siguiente:

- $L = 8 \text{ m}$.
- $I = P_{inst.max} / V_{alterna} = 10980 / 230 = 47,8 \text{ A}$ (potencia máxima de los inversores más la del generador auxiliar, entre la tensión de trabajo en alterna).
- $\Delta V = 0,02 \cdot V_{alterna} = 0,02 \cdot 230 = 4,6 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 2% por la tensión de trabajo en alterna).
- $C = 47 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima sin el concurso del grupo auxiliar es de $3,53 \text{ mm}^2$. Según la figura 3.6, la sección normalizada, debe ser de $S = 16 \text{ mm}^2$.

6.2 CANALIZACIONES O TUBOS DE PROTECCIÓN

Los conductores, cuyas secciones acabamos de calcular, irán alojados en tubos o conductos rígidos de PVC para su protección, con un montaje superficial sobre las paredes y techos de la edificación donde ubica la instalación.

Para la correcta elección del diámetro del tubo protector, que permitan un fácil alojamiento y extracción del cableado, se utilizará la siguiente tabla. Se indican los diámetros exteriores mínimos, en función del número y sección de los conductores que se alojan en su interior.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Figura 3.7 Diámetro exterior de los tubos de PVC para conductores

En la tabla 3.15, junto con la sección calculada para cada circuito, se muestra el diámetro correspondiente de los tubos de la instalación.

6.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Los sistemas eléctricos híbridos autónomos como el nuestro son muy particulares, ya que dos tipos de distintos de corriente, continua y alterna, comparten la misma instalación.

En este tipo de instalaciones, el inversor es un elemento fundamental, ya que actúa como un “punto frontera” (aislamiento galvánico), que divide la parte de continua, donde se genera y almacena la energía eléctrica, y la de alterna, desde donde se abastecen los consumos.

El inversor, incorpora entre otras, protecciones contra sobretensiones en la entrada y salida, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento, anti-isla, con desconexión automática y un seccionador de corriente continua.

6.3.1 Instalación en CC

Según la ITC BT 36 del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), una instalación de 48 V como la nuestra está considerada como de muy baja tensión.

Por ello, los elementos y circuitos de la instalación en corriente continua (CC) contemplarán todas las especificaciones de aislamiento que se determina para una instalación de muy baja tensión, sin necesidad de protección diferencial contra contactos directos o indirectos.

Como norma general, en la parte de la corriente continua, se usará protección clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP 65.

Las fuentes de energía de la parte de continua (el generador eólico y el generador solar), se componen de partes metálicas (carcasa, marcos y soportes) que es conveniente conectar a tierra como medida de seguridad para la instalación, frente a descargas atmosféricas.

Tanto del generador eólico como del fotovoltaico parten dos conductores activos, el negativo y el positivo, que están aislados entre sí y aislados de tierra, por lo que la puesta a tierra de las masas metálicas no afecta a la seguridad de la instalación.

Esta disposición, se denomina IT, o “*de generador flotante*”, (ICT BT 08), en la que no hay conductores activos puestos a tierra.

Si uno cualquiera de los conductores, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica puesta a tierra, los potenciales de ese conductor, de la masa metálica y de la tierra serán los mismos, y no habrá ninguna corriente de derivación a tierra.

La puesta a tierra, se realizará mediante una pica de acero galvanizado clavada en el terreno, de 2 m de longitud y 25 mm de diámetro, unido a un conductor de cobre desnudo de 35 mm², que cumple las especificaciones de cálculo del ICT BT 18 en cualquiera de los casos.

Este sistema de puesta a tierra debe estar aislado, por lo que dependiendo de la resistividad del terreno, se considerará una distancia mínima entre tomas de tierra de 15 metros.

Por lo tanto, el sistema IT en el lado de continua asegura totalmente la protección frente a contactos indirectos, siendo el grado de seguridad comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales.

Asimismo, no se requieren protecciones entre el generador eólico y su regulador, ya que se impediría el frenado, ni tampoco entre el generador FV y el regulador solar, ya que la corriente está limitada por la intensidad de cortocircuito de los propios módulos.

Para finalizar, tal y como se recoge en el PCT de IDAE, se debe proteger a las baterías contra cortocircuitos, por lo que se instalarán fusibles tipo NH gPV, de hasta 1000 V CC, en los cables de corriente continua que se conectan con las baterías.

Cada fusible debe tener un poder de corte superior a la respectiva corriente de cortocircuito, y se dimensionan teniendo en cuenta que su corriente mínima de fusión, que es de $1,35 I_N$.

El poder de corte (A) de los fusibles seleccionados, se recoge en la tabla 3.15, junto con el resumen de las secciones de los circuitos de la instalación.

6.3.2 Instalación en CA

La instalación en CA incorpora todos elementos de seguridad y características necesarias para garantizar la calidad de suministro eléctrico.

El ámbito de nuestro proyecto finaliza a la salida del inversor/cargador, incluida la conexión del generador auxiliar, por lo que no será necesario instalar ningún elemento de protección.

De acuerdo al REBT, el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) del Centro Canino Berquier, ya dispone de un Interruptor Automático Diferencial en la cabecera de la instalación, así como una puesta a tierra tipo TT, y otros dispositivos generales de mando y protección.

Los circuitos de CA a la salida del inversor, y del generador auxiliar, son monofásicos y cuentan con un tercer cable de protección, con la misma sección que el de fase y neutro (ver tabla 8.8).

El cable de protección servirá para conectar las masas metálicas con el sistema de puesta a tierra de corriente alterna existente en la instalación aguas abajo del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) del Centro Canino Berquier.

La sección para los cables de protección depende de la sección del conductor activo (S) al que se añaden, con las proporciones siguientes:

- Si la sección $S \leq 16 \text{ mm}^2$, entonces $S_{\text{protección}} = S$.
- Si $16 \text{ mm}^2 \leq S \leq 35 \text{ mm}^2$, entonces $S_{\text{protección}} = 16 \text{ mm}^2$.
- Si $S > 35 \text{ mm}^2$, entonces $S_{\text{protección}} = S/2$.

Por lo que en nuestro caso, la sección del cable de protección coincidirá con la sección de los conductores activos, en todos los circuitos de CA.

6.4 TABLA RESUMEN DE CABLEADO Y PROTECCIONES

En la siguiente tabla, se resumen las secciones del cableado calculadas para cada circuito, así como la dimensión de los fusibles para proteger a las baterías contra cortocircuitos:

Circuito	L (m)	V (V)	I (A)	Fus. (A)	S (mm ²)	S _N (mm ²)	N _{cond.}	Ø (mm)	Tipo
GE-RE	24	-	-	-	10	10	3	25	Aire
GFV-RFV	10	48cc	26,22	-	14,60	16	2	25	Aire
RE-PFU	2,5	48cc	31,25	60	13,85	16	2	25	Aire
RFV-PFU	2,5	48cc	26,22	60	11,62	16	2	25	Aire
BAT-PFU	2	48cc	115,7	160	41,02	50	2	40	Aire
PFU-INV I	2,5	48cc	57,8	80	12,81	16	2	25	Aire
PFU-INV II	2,5	48cc	57,8	80	12,81	16	2	25	Aire
GEL-INV	6	230ca	24,26	-	2,70	6	3G	20	Aire
INV-CGE	8	230ca	47,8	-	3,53	16	3G	32	Aire

Tabla 3.15 Resumen de las secciones de los conductores y protecciones mediante fusibles

Donde:



- GE-RE, es el circuito que va del generador eólico hasta el regulador eólico.
- GVF-RFV, es el circuito que va del generador fotovoltaico, hasta el regulador solar.
- RE-PFU, es el circuito que va desde el regulador eólico, hasta el panel porta fusibles de Victron Energy.
- RFV-PFU, es el circuito que va desde el regulador solar, hasta el panel porta fusibles de Victron Energy.
- BAT-PFU, es el circuito que conecta los bornes del banco de baterías con el panel porta fusibles de Victron Energy.
- PFU-INV I, es el circuito que conecta el panel porta fusibles con el inversor I.
- PFU-INV II, es el circuito que conecta el panel porta fusibles con el inversor II.
- GEL-INV, es el circuito que conecta el grupo electrógeno con cada inversor.
- INV-CGE, es el circuito que conecta la salida de los inversores con el CGBT del Centro Canino Berquier.

Los circuitos de CC, utilizan cables unipolares del tipo ZZ-F, con doble capa de PVC y tensión nominal de aislamiento de hasta 1,8 kV CC.

Los circuitos de CA, utilizan cables tripolares del tipo SZ1-K(AS+), con tensión nominal de aislamiento 0,6/1 kV en CA.

Los fusibles son del tipo NH gPV con hasta 1000 V de tensión nominal en CC.

7. CONEXIONADO DE LA INSTALACION HÍBRIDA

A continuación, se muestra el esquema unifilar de nuestra instalación híbrida:

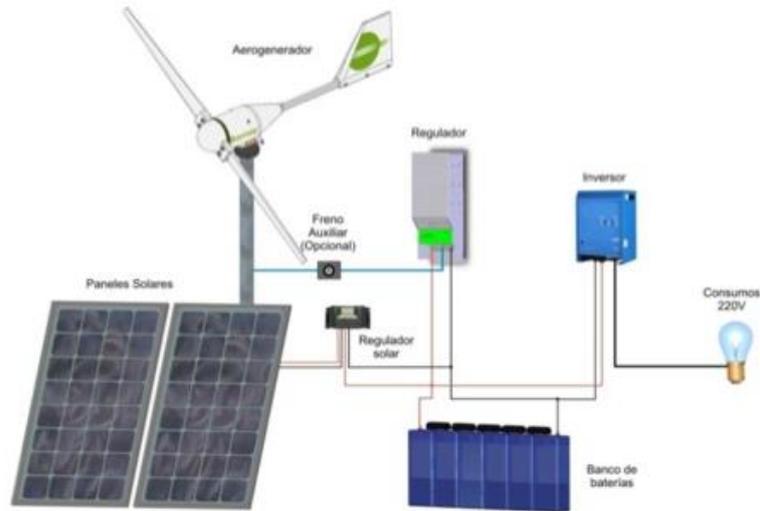


Figura 3.8 Conexionado de la instalación híbrida

En la figura, se muestra un sistema de generación y acumulación de electricidad, mediante energías renovables (turbina eólica y módulos fotovoltaicos), similar al nuestro.

Al ser un sistema híbrido, el inversor debe ser conectado directamente en bornes de la batería en vez de a la salida de consumo del regulador, para evitar averías o daños irreparables.

Se debe actuar siempre con extrema precaución para que nunca haya posibilidad de poner en contacto el polo negativo con el polo positivo.

En caso de tener que desconectar los paneles y baterías recuerde: “La batería es siempre lo primero que se conecta y lo último que se desconecta”.

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

3. ANEXOS – HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



<u>1. GENERADOR EÓLICO</u>	<u>141</u>
1.1 CARÁCTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR	141
1.2 FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR EÓLICO.....	142
1.3 TORRE AEROGENERADOR.....	147
<u>2. GENERADOR FOTOVOLTAICO</u>	<u>148</u>
2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	148
2.2 REGULADOR SOLAR	150
2.3 SOPORTE MODULOS.....	151
<u>3. ACUMULADOR ELÉCTRICO</u>	<u>152</u>
<u>4. INVERSORES</u>	<u>154</u>
<u>5. CONTROL VE.NET</u>	<u>156</u>
<u>6. CABLEADO Y PROTECCIONES.....</u>	<u>160</u>
6.1 CABLEADO CC	160
6.2 CABLEADO CA.....	161
6.3 PROTECCIONES	163
6.4 CAJA DE CONEXIONES.....	167

1. GENERADOR EÓLICO

1.1 CARÁCTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

Características técnicas

Número de hélices	2
Diámetro	2,86 mts
Material	Fibra de vidrio/carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1. Regulador electrónico 2. Pasivo por inclinación

Características eléctricas

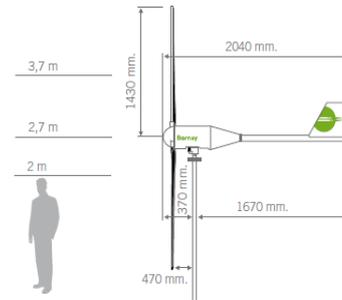
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 w
Voltaje	24, 48, 120 v
RPM	@ 700
Regulador	24 v 80 Amp 48 v 40 Amp 120v. Conexión red

Velocidad del viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad del viento	60 m/s

Características físicas

Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	8 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 57 kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 6,8 kg
Total	0,23 m ³ - 61,8 Kgr
Garantía	3 años



BORNAY 1500

Curva de potencia

Energía

1.2 FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR EÓLICO

En caso de una instalación mixta, la instalación debe de estar compuesta de los siguientes elementos:



Regulador

El funcionamiento del regulador es en primer lugar transformar la energía del aerogenerador generada en alterna, en corriente continua apta para la carga de su banco de baterías. En segundo lugar, el regulador controlará el estado de la batería evitando sobrecargas de la misma y controlando el funcionamiento del aerogenerador.

⚠ ATENCIÓN:

Con viento fuerte, frenar el aerogenerador accionando intermitentemente el interruptor de freno.

⚠ PRECAUCIÓN:

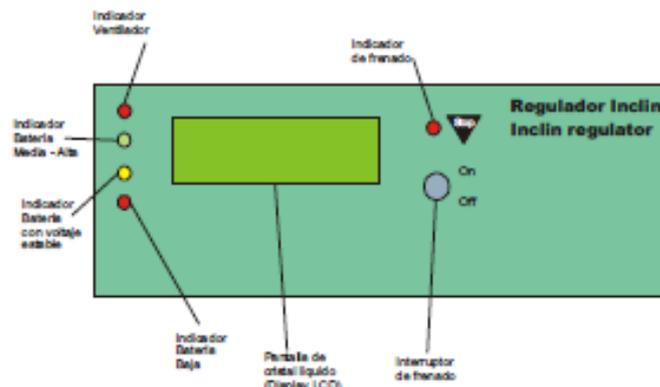
Con fuerte viento, no deje nunca el aerogenerador girando en posición de freno.

El regulador ha sido especialmente diseñado para funcionar con el aerogenerador. Para ello el regulador está provisto de las siguientes bornes de conexiones:

- 1.- Entrada trifásica del aerogenerador
- 2.- Salida +/- a batería

Interpretación Visual del Panel Frontal:

El aspecto físico del panel frontal del regulador es el que muestra la figura siguiente, en la que se puede apreciar la función de cada componente que lo forma:



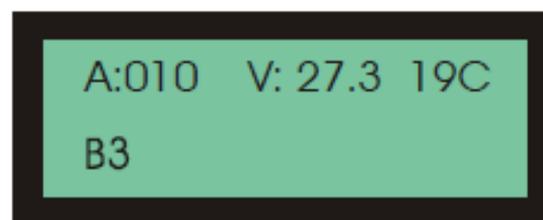
Funcionamiento del sistema:

Funcionamiento básico:

El regulador emplea la energía que obtiene del aerogenerador para cargar baterías y emplear esa energía en el consumo eléctrico del usuario. Mientras las baterías estén descargadas y las condiciones climatológicas lo permitan, el regulador estará aportando energía a los acumuladores.

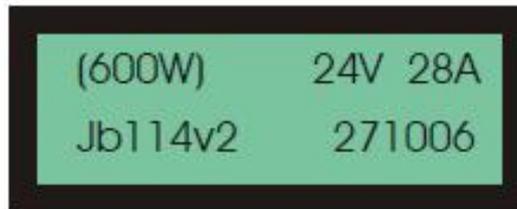
En el momento en el que las baterías estén cargadas al valor pre programado, el regulador hará que el aerogenerador se frene, evitando sobrecargas de las baterías. La forma de realizar ese frenado es mediante impulsos eléctricos, es decir, introduciendo cargas controladas al aerogenerador.

El voltaje de regulación viene predefinido de fábrica y está indicado con una letra B y un número tal como muestra la siguiente figura:



Reset del sistema:

Al conectar el aparato, al igual que si se resetea por algún motivo, el regulador mostrará una pantalla como la siguiente, dependiendo del modelo:



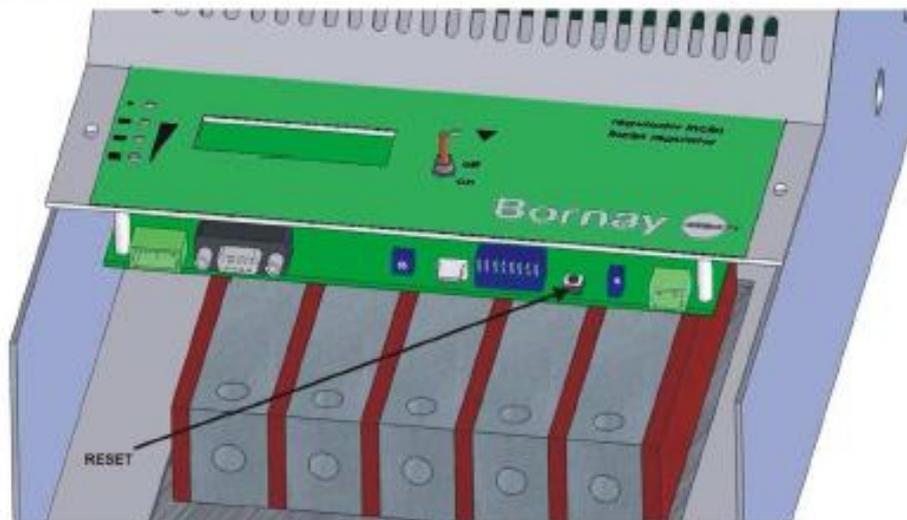
Donde se ve en la línea superior de la pantalla, el modelo del regulador. De izquierda a derecha indica: La potencia del aerogenerador, el voltaje del mismo, y la corriente máxima que acepta. En la línea inferior, aparece la versión del sistema.

NOTA:

Si por algún motivo sus baterías se han descargado excesivamente ó se detecta alguna anomalía en el funcionamiento del regulador, se puede efectuar un RESET, y comprobar si el equipo vuelve a su funcionamiento normal.

Para hacer el RESET, existe un micro-pulsador de circuito impreso colocado en la tarjeta de control del regulador, es decir, bajo la tapa del regulador.

Si el error persiste, póngase en contacto con el fabricante.

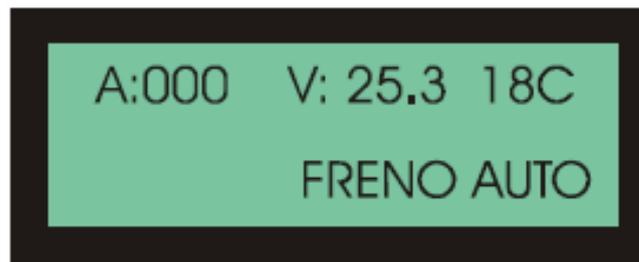


Frenado fijo del aerogenerador:

El aerogenerador puede quedarse frenado fijamente por varios motivos:

Forma automática: Esta es una función orientada al aumento de la seguridad del equipo y disminución del desgaste sufrido por los elementos mecánicos del sistema, consistente en la actuación de un contador interno mediante el cual el aerogenerador reduce su velocidad de giro de forma automática cuando en un periodo de 120 minutos ininterrumpidamente, se han efectuado al menos 1500 impulsos de frenado. Si esto se produce, el sistema deduce que la batería está completamente cargada y hasta que el voltaje no disminuya por debajo de 12.5v – 25v – 50v, no volverá a dejar nuevamente libre el aerogenerador.

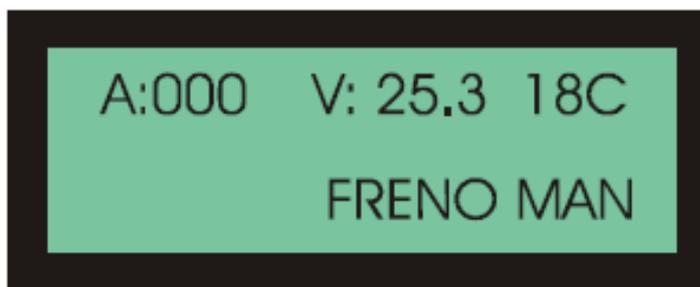
Cuando está situación se da, y el frenado automático esta activado, aparece el mensaje de estado al final de la segunda línea, tal y como muestra la siguiente imagen:



Si el viento es muy fuerte, puede ocurrir que el aerogenerador no se detenga completamente, aunque la energía generada sí se deriva a las resistencias de frenado.

NOTA: si estando el equipo en estado de FRENO AUTO queremos que este vuelva de nuevo a su posición de carga sin tener que esperar a que el voltaje de batería baje hasta el valor de desactivación, solamente hay que situar el conmutador (frenado manual) en posición ON y retornar a continuación a la posición OFF, de este modo se habrá borrado el estado de frenado automático y el equipo volverá a generar energía de inmediato si existe el viento apropiado, al mismo tiempo se inicializan los contadores de tiempo e impulsos.

Frenado manual: Cuando se sitúa el conmutador en la posición ON se realiza una secuencia de impulsos para frenado del aerogenerador hasta que este se para por completo o en algún caso, si hay mucho viento, queda girando a pocas revoluciones.



Cuando se activa el conmutador manual de freno, aparece la indicación al final de la segunda línea y además queda iluminado el LED de indicador de frenado.

Si se sitúa el conmutador nuevamente en la posición OFF, el aerogenerador queda libre de inmediato y habilitado nuevamente para generar energía apagándose el LED de freno.

Esta operación se debe realizar periódicamente para verificar el buen estado de los elementos de frenado: si con viento suave no se detiene el aerogenerador por completo se revisará el cuadro eléctrico.

Forma auxiliar opcional: Para garantizar una seguridad en la instalación, se puede incorporar un freno auxiliar al regulador, capaz de frenar el aerogenerador cuando se quiera dejar deshabilitado por cualquier motivo. Este sistema de freno consiste en unir las tres fases del aerogenerador.

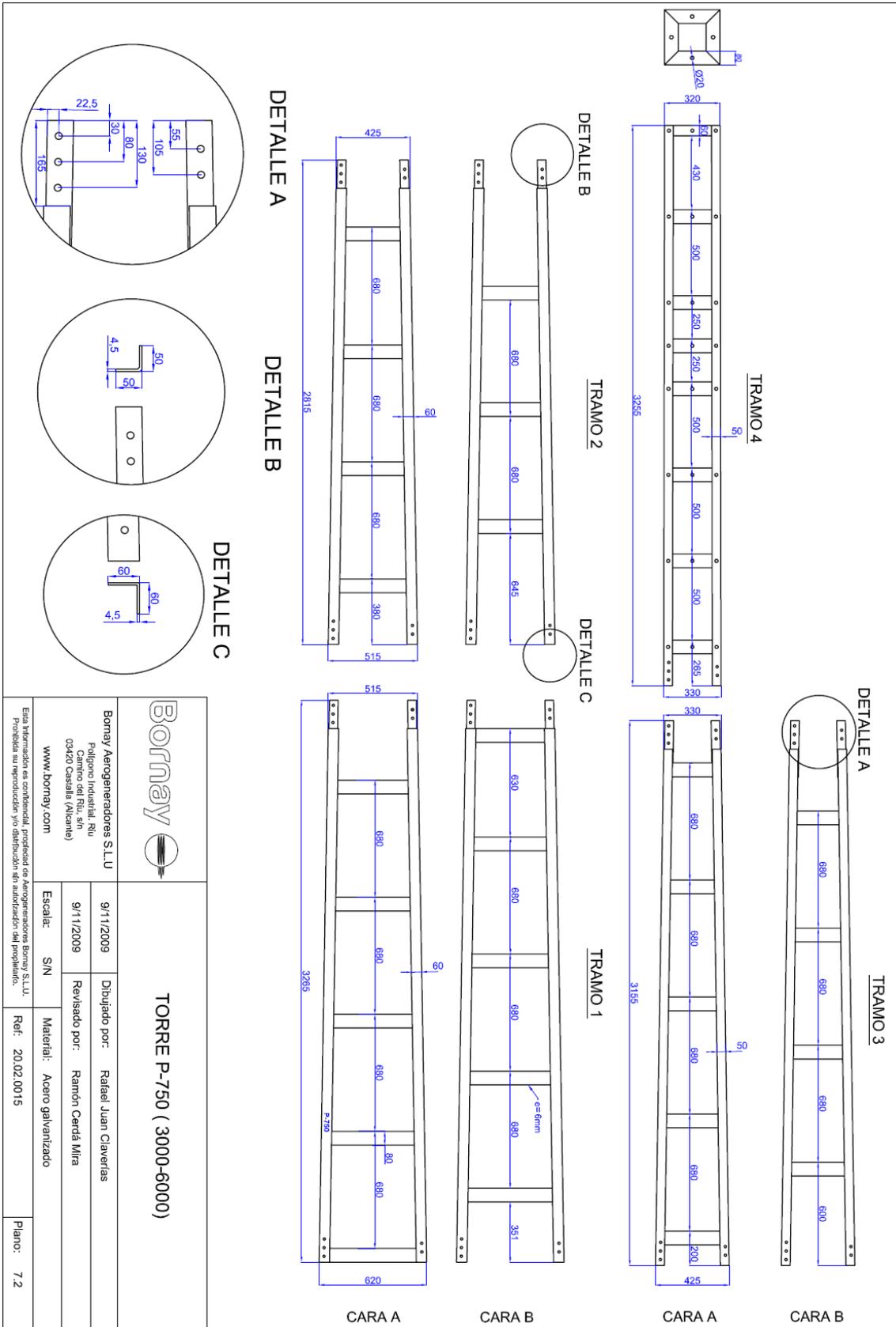
PRECAUCIÓN:

Con viento muy fuerte, no deje nunca el aerogenerador girando en posición de freno.

Señales de Aviso:

El regulador detecta el voltaje que tiene en su entrada para baterías y se configura solo, siempre y cuando ese voltaje esté permitido para la potencia que esté programado. Si no es permitido el voltaje de baterías para la potencia programada, aparecerá un mensaje indicando que el voltaje no es correcto.

1.3 TORRE AEROGENERADOR



2. GENERADOR FOTOVOLTAICO

2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO



Módulo solar fotovoltaico
A-xxxM GSE (300/305/310/315/320 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- **Facilidad de instalación** gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (P _{max})	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	37.57 V	37.83 V	38.01 V	38.33 V	38.64 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.99 A	8.07 A	8.16 A	8.23 A	8.29 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	45.67 V	45.98 V	46.19 V	46.48 V	46.70 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.53 A	8.60 A	8.67 A	8.74 A	8.81 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.41	15.66	15.92	16.18	16.43
Tolerancia de Potencia (W)					0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)					15
Máxima Tensión del Sistema					DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)					45±2

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias: media STC: ±3% (P_{mp}), ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).

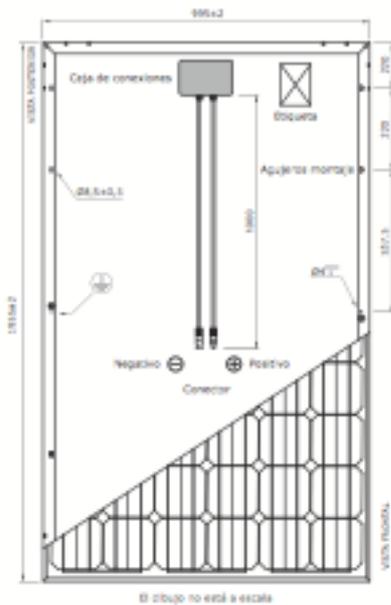
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (a 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.
Peso	27.3 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV(4.0 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm.
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/platea
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección)/ Connector	1000 mm./ 4 mm ² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



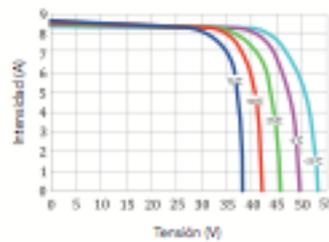
Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.09% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.32% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

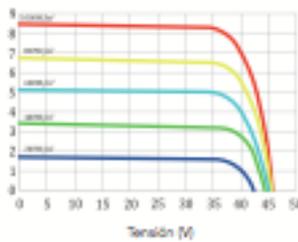
Embalaje

Módulos/país	20 pzas
País/contenedor 40'	22 pzas
Módulos/contenedor 40'	440 pzas

Temperatura Varía (A-300W GSE)



Irradiación Varía



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

2.2 REGULADOR SOLAR

Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/35

www.victronenergy.com



Controlador de carga solar MPPT 150/35

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

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

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante Interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

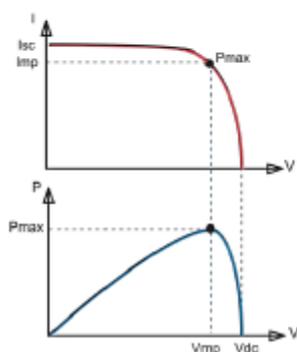
Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.
Protección de cortocircuito y polaridad Inversa en los paneles FV.
Protección de corriente Inversa FV.

Sensor de temperatura Interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "VE.Direct" y la mochila Bluetooth Low Energy "
- Panel ColorControl



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva Inferior:

Potencia de salida P = I x V como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a Vmp.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35
Tensión de la batería	Selección Automática 12 / 24 / 36 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia FV máxima 1a,b)	12V: 500W / 24V: 1000W / 36V: 1500W / 48V: 2000W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Efícacia máxima	98 %
Autoconsumo	0,001 mA (1 µA)
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)
Algoritmo de carga	variable multietapas
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobretemperatura
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)
Humedad	95 %, sin condensación
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web
CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales de conexión	13 mm ² / AWG6
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	1,25 kg
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm
ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	

2.3 SOPORTE MODULOS

TECHNO SUN FLAT ROOF RACKING SYSTEM



Adjustable System



Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM



⊗ Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

⊗ Benefits

◆ Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assembled on factory to save your install time on site.

◆ Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

◆ Safety and Reliability

The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

⊗ Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg - 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to 1.4KN/m ²
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

3. ACUMULADOR ELÉCTRICO



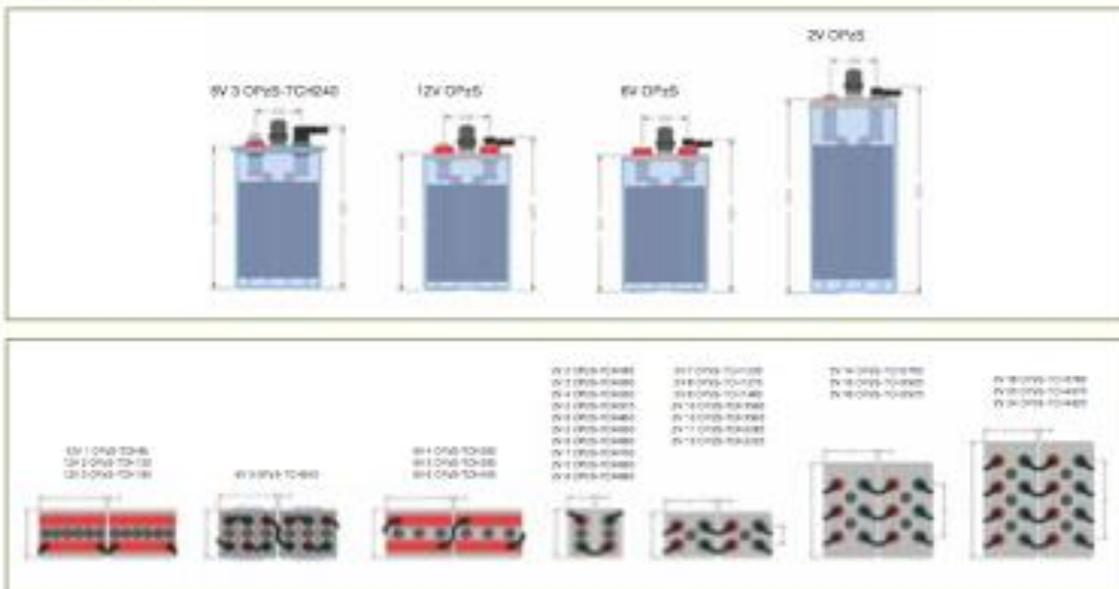
TECHNO SUN

Product Range

Type	Positive Plates Number	Number of Poles	Nom. capacity (Ah at 25°C)					Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Height * (mm)	Poles Distance	Fitted Weight (kg)	Dry Weight (kg)	Internal Resistance (mΩ)	Short Circuit Current (A)
			08Ah 1.85 Vpc	012h 1.85 Vpc	04h 1.85 Vpc	08h 1.85 Vpc	012h 1.85 Vpc									
2V DPd5-TC1H86	2	2	197	187	168	148	132	103	205	352	309	-	14	9	1.622	1240
2V DPd5-TC1H92	2	2	214	203	205	208	188	102	208	355	309	-	18	11	1.983	1880
2V DPd5-TC1H92C	4	2	310	300	272	243	224	103	206	355	309	-	18	13	2.847	2380
2V DPd5-TC1H97S	5	2	331	325	343	327	281	124	206	355	309	-	21	15	3.671	3000
2V DPd5-TC1H92	6	2	420	454	411	358	338	145	206	352	309	-	26	19	5.375	3600
2V DPd5-TC1H95	5	2	514	507	498	444	412	124	206	471	459	-	28	21	6.828	3700
2V DPd5-TC1H95C	6	2	680	681	596	532	494	145	206	471	459	-	34	24	9.518	3800
2V DPd5-TC1H92	7	2	780	792	678	632	544	156	206	471	459	-	38	28	12.492	4400
2V DPd5-TC1H92C	8	2	948	964	797	692	639	145	206	646	602	-	42	29	15.937	3750
2V DPd5-TC1H95	6	2	1005	989	858	734	702	149	206	646	602	-	46	33	20.447	4900
2V DPd5-TC1H9230	7	4	1296	1230	1088	956	877	191	210	646	602	80	60	43	3.378	3362
2V DPd5-TC1H9235	8	4	1330	1276	1139	1001	924	191	210	646	602	80	64	47	3.327	3202
2V DPd5-TC1H980	5	4	1546	1484	1319	1157	1026	232	210	646	602	110	73	53	3.282	3652
2V DPd5-TC1H980	10	4	1656	1582	1419	1248	1185	232	210	646	602	110	79	57	3.261	3752
2V DPd5-TC1H985	12	4	1881	1808	1695	1487	1391	275	210	646	602	140	81	86	3.226	3892
2V DPd5-TC1H985	11	4	2369	2285	2064	1832	1686	275	210	787	811	140	111	76	3.236	4502
2V DPd5-TC1H9225	12	4	2294	2226	2024	1807	1791	275	210	787	811	140	115	81	3.226	4602
2V DPd5-TC1H785	13	8	2688	2770	2525	2224	2069	307	210	772	796	110	143	96	3.186	10262
2V DPd5-TC1H9200	15	8	3079	2921	2692	2351	2208	307	212	772	796	110	149	102	3.176	11302
2V DPd5-TC1H970	16	8	3685	3572	3212	2824	2579	307	212	772	796	110	155	109	3.182	12802
2V DPd5-TC1H970	18	8	3927	3782	3419	3038	2821	482	212	772	796	110	184	125	3.142	14482
2V DPd5-TC1H975	20	8	4217	4076	3698	3291	3057	482	212	772	796	110	201	135	3.126	16202
2V DPd5-TC1H920	24	8	4789	4620	4299	3747	3582	578	212	772	796	140	230	158	3.106	18082
6V DPd5-TC1H94	3	2	262	242	221	196	184	203	203	346	317	-	41	30	1.128	1780
6V DPd5-TC1H92	4	2	385	365	267	237	222	212	205	332	361	-	47	35	2.905	2240
6V DPd5-TC1H99	5	2	492	469	364	322	296	280	205	332	361	-	61	44	5.769	2680
6V DPd5-TC1H05	6	2	422	408	378	341	323	360	205	332	361	-	67	51	5.667	3040
12V DPd5-TC1H5	1	2	81	86	78	71	81	272	205	332	361	-	38	24	3.228	620
12V DPd5-TC1H32	2	2	137	132	121	111	106	272	205	332	361	-	49	38	1.613	1290
12V DPd5-TC1H92	3	2	199	191	178	161	155	360	205	332	361	-	72	53	1.128	1780

* Includes installed connectors and shrouds

Drawings



4. INVERSORES

Inversor/cargador MultiPlus

800VA – 5kVA Compatible con baterías de Litio-Ion www.victronenergy.com



MultiPlus
24/3000/70

Multi funcional, con gestión de potencia inteligente

El MultiPlus reúne, en una sola carcasa compacta, un potente Inversor sinusoidal, un sofisticado cargador de baterías con tecnología adaptable y un conmutador de transferencia de CA de alta velocidad. Además de estas funciones principales, el MultiPlus dispone de varias características avanzadas, tal y como se describe más abajo.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El MultiPlus se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del MultiPlus le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo (segunda salida disponible sólo en los modelos con conmutador de transferencia de 50A).

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 Multis pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000/120, por ejemplo, darán una potencia de salida de 25 kW/30 kVA y una capacidad de carga de 720 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Además de la conexión en paralelo, se pueden configurar tres unidades del mismo modelo para una salida trifásica. Pero eso no es todo: se pueden conectar en paralelo hasta 6 juegos de tres unidades que proporcionarán una potencia de salida de 75 kW / 90 kVA y más de 2000 amperios de capacidad de carga.

PowerControl – Potencia limitada del generador, del pantalan o de la red

El Multi es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalan (casi 10 A por cada Multi de 5kVA a 230 VCA). En el Panel Multi Control puede establecerse una corriente máxima proveniente del generador o del pantalan. El MultiPlus tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalan.

PowerAssist – Aumento de la capacidad eléctrica del pantalan o del generador

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión. Permite que el MultiPlus complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, MultiPlus compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalan o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Cargador variable de cuatro etapas y carga de bancadas de baterías dobles

La salida principal proporciona una potente carga al sistema de baterías por medio de un avanzado software de "carga variable". El software ajusta con precisión el proceso automático de tres etapas adaptándose a las condiciones de la batería y añade una cuarta etapa para prolongados periodos de carga lenta. El proceso de carga variable se describe con más detalle en la hoja de datos del Phoenix Charger y en nuestro sitio web, en el apartado "Información Técnica". Además de lo anterior, el MultiPlus puede cargar una segunda batería utilizando una salida de carga limitada independiente, pensada para cargar una batería de arranque del motor principal o del generador (dicha salida disponible únicamente en los modelos de 12V y 24V).

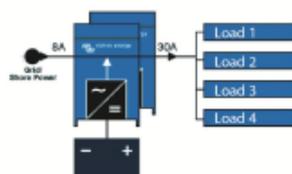
La configuración del sistema no puede ser más sencilla

Una vez instalado, el MultiPlus está listo para funcionar. Si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un nuevo procedimiento de configuración del conmutador DIP. Con los conmutadores DIP se puede incluso programar el funcionamiento en paralelo y el trifásico: ¡sin necesidad de ordenador! También se puede utilizar un VE.Net en vez de los conmutadores DIP. Y hay disponible un sofisticado software (VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator) para configurar varias nuevas y avanzadas características.

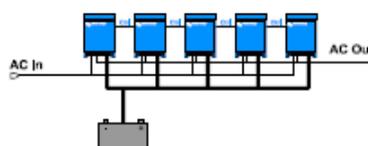


MultiPlus Compact
12/2000/80

PowerAssist con 2 MultiPlus en paralelo



Cinco unidades en paralelo: potencia de salida 25 kVA



MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		SI	SI	SI	SI	SI	SI
PowerAssist		SI	SI	SI	SI	SI	SI
Conmutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	100
Funcionamiento en paralelo y en trifásico		SI	SI	SI	SI	SI	SI
INVERSOR							
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V		19 – 33 V		38 – 66 V		
Salida	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%				Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)		
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	800	1200	1600	2000	3000	5000	
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)	700	1000	1300	1600	2500	4500	
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)	650	900	1200	1450	2200	4000	
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10.000	
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95	
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25	
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20	
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6	
CARGADOR							
Entrada CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA			Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz		Factor de potencia: 1	
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8 / 57,6						
Tensión de carga de flotación (V CC)	13,8 / 27,6 / 55,2						
Modo de almacenamiento (V CC)	13,2 / 26,4 / 52,8						
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70	
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)						
Sensor de temperatura de la batería	SI						
GENERAL							
Salida auxiliar (A) (5)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	SI (16A)	SI (25A)	
Relé programable (6)	SI						
Protección (2)	a - q						
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema						
Puerto com. de uso general (7)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	SI (8)	SI	
Remote on-off	SI						
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a + 50°C (refrigerado por aire) Humedad (sin condensación): máx. 95%						
CARCASA							
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)			Categoría de protección: IP 21			
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros			Pernos MB	Cuatro pernos MB (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 230 V CA	Conector G-ST18I			Abrazadera de resorte	Bornes de tornillo de 13 mm ² (6 AWG)		
Peso (kg)	10	10	10	12	18	30	
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110			520x255x125	362x258x218	444x328x240	
NORMATIVAS							
Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29						
Emisiones / Inmunidad	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3						
Directiva de automoción	2004/104/EC						
1) Puede ajustarse a 60 Hz, 120 V 60 Hz si se solicita							
2) Claves de protección:	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1						
a) cortocircuito de salida	4) a 25 °C de temperatura ambiente						
b) sobrecarga	5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible						
c) tensión de la batería demasiado alta	6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como alarma general, subvoltaje CC o señal de arranque para el generador						
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CA: 230W/4A						
e) temperatura demasiado alta	Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC						
f) 230 V CA en la salida del Inversor	7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Lito-Ion						
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta							



Multi Control Digital

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net. Representación gráfica de corrientes y tensiones. Display of currents and voltages.



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 NMEA2000**

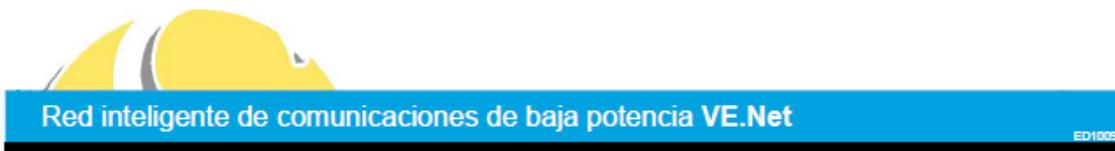
- **Victron Global Remote**
El Global Remote es un módem que envía alarmas, avisos e Informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e Inversoras a una web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.

- **Victron Ethernet Remote**
Para conectar a Ethernet.

Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV 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).

5. CONTROL VE.NET



Manténgase en contacto

Sería muy bueno el poder permanecer siempre en contacto. Una red de baja potencia que supervisará todos los equipos y alarmas, manteniéndolo informado automáticamente a través de correos electrónicos, mensajes de texto, voz o, incluso llamadas.

De igual forma, la conexión remota se puede utilizar para acceder a todos los sistemas de forma remota.

Si es necesario, se puede arrancar un generador y cualquier equipo puede ser encendido o apagado.

Panel VE.Net

El panel VE.Net ofrece una interfaz de usuario para todos los dispositivos VE.Net. Es decir, podríamos conectar uno o varios controladores de batería VE.Net, módulos VE.Net Generator y otros equipos de Victron, como inversores, los inversores/cargadores Multiplus o cualquier otro equipo.

Interfaz de usuario intuitiva

La información disponible de todos los equipos conectados a esta red será mostrada en un formato simple y fácil de leer. Este formato será el mismo para todos los equipos conectados.

Así que el usuario sólo tiene que familiarizarse con un único formato.

Conectar y funcionar: no es necesaria configuración

Para instalar el panel sólo es necesario conectarlo al VE.Net con un cable UTP estándar. Después, al encenderlo, el panel rastreará la red para buscar todos los dispositivos VE.Net disponibles y los cargará automáticamente.

Alarmas

El panel VE.Net dispone de un zumbador y una serie de contactores que pueden ser configurados para activarse cuando hay una alarma en el VE.Net.

Modo "usuario" e "instalador"

Para prevenir cambios accidentales en la configuración de los equipos conectados al VE.Net, el panel se puede poner en "user-only-mode" (modo usuario).

En este modo el panel mantendrá las configuraciones seleccionadas por el usuario.

Monitorización remota y localización de fallos por un técnico cualificado

Los sistemas electrónicos se han hecho cada vez más complejos, provocando una gran dificultad para la identificación de funcionamientos incorrectos para los usuarios o personal técnico no cualificado.

Habilitando el acceso remoto a todos los sistemas conectados de un técnico cualificado.

Con la ayuda del panel VE.Net un técnico autorizado podrá cambiar las configuraciones y actualizar el software de los equipos cuando sea necesario, siempre de forma remota.

Menos cableado, menos peso, una instalación más rápida y barata

En vez de cablear todos los equipos hasta un panel de distribución central, la energía de un embarrado CC y/o AC se puede aprovechar in situ.

El panel VE.Net admite interruptores CC y AC desarrollados para este propósito. ¡Imagine el ahorro en cables y peso que se puede conseguir!

PANEL VE.Net	
Rango de tensión de alimentación	De 9 a 35 Vcc
Consumo en "stand-by"	3 mA (a 12 Vcc)
Consumo con retroiluminación "off"	14 mA (a 12 Vcc)
Consumo con retroiluminación "on"	26 mA (a 12 Vcc)
Rango de temperatura	De -20 a +50 °C
Contactos libres de potencial	30A – 30Vcc/250VAc (N/O)



CAJA	
Medidas del panel frontal (alto x ancho)	120 x 65 mm
Medidas del cuerpo (alto x ancho)	100 x 45 mm
Peso	01, kg

VE.Net	
Máximo número de nodos	256
Máxima longitud de cable	100 m
Tipo de cable	Estándar UTP, con conectores RJ45
Tipo de red	"Mixed"



Controlador de batería VE.Net

ED1009

No más adivinanzas

Conocer exactamente la cantidad de energía disponible en la batería no es fácil. Un voltímetro es útil, pero suele indicar que la batería está vacía demasiado tarde. Para llevar un control apropiado de que está almacenado en la batería es necesario tener en cuenta todos los factores y este es un problema complejo. Cuando se dispone de una apropiada información sobre el estado de la batería, esta empieza a alargar su vida. Nada de feos sorpresas con baterías que dejan de funcionar repentinamente. Ahora es posible conocer con exactitud el estado de la batería. Es impresionante la cantidad de energía de la que puede disponer sólo con un poco más de información.

Preciso y fiable

Los datos usados por el Controlador de Batería VE.Net se monitorea con una precisión mayor del 0,5% y, utilizando la fórmula de Peukert, se tiene en cuenta la reducción efectiva de la capacidad de la batería cuando se incrementa el consumo. Un sensor de temperatura opcional ayuda a incrementar más la precisión cuando se esperan variaciones de temperatura importantes.

Información estándar

- Voltaje de la batería (V)
- Corriente de carga/descarga de la batería (A)
- Amperios/hora consumidos (Ah)
- Estado de carga de la batería (%)
- Tiempo de consumo disponible (con la descarga en ese momento)
- Temperatura de la batería

Arranque su generador

El Controlador de Batería VE.Net dispone de un relé que puede ser utilizado para arrancar un generador o para activar una alarma externa para monitorización remota. Con la utilización de una histeresis ajustable para el Estado de Carga (%) usted puede programar los niveles a los que abrir y cerrar los contactos.

Alarmas ajustables

El Controlador de Batería puede generar las siguientes alarmas:

- Bajo voltaje.
- Alto voltaje.
- Estado de carga.

Comunicación Inteligente con otros dispositivos VE.Net

Los datos del monitor de batería estarán disponibles para todos los dispositivos de la red VE.Net.

El Controlador de Batería se puede utilizar para arrancar y parar un generador, también puede hacer que los cargadores de baterías optimicen las corrientes de carga para eliminar las consecuencias de una carga variable.

Datos históricos

Para conocer mejor su sistema:

- Descarga más profunda (Ah)
- Profundidad de la última descarga (Ah)
- Número de ciclos
- Descarga media (Ah)
- Número de descargas profundas
- Amperios/hora acumulados (Ah)
- Máximo voltaje de la batería (V)
- Mínimo voltaje de la batería (V)
- Días desde la última carga completa.

Parámetros de shunt variables

El controlador VE.Net se puede utilizar con cualquier shunt como alternativa al shunt de 500A/50mV incluido con el kit.

En el menú se puede configurar el ratio de "carga completa" del shunt (de 10 a 50.000 A) y el voltaje correspondiente en milivoltios (de 10 a 50 mV)



Controlador de batería VE.Net

Rango de tensión de alimentación	De 9 a 35 Vcc
Consumo (a 12 Vcc)	10 mA
Rango tensión entrada	De 9 a 35 Vcc
Rango de corriente	De -500 a 500 A
Corriente de shunt	De -20 a +50 °C
Rango tensión entrada shunt	De 0 a 50.000 A
Capacidad de la batería	De -50 a 50 mV
Rango de temperatura	De -20 a 50 °C

RESOLUCIÓN

Voltaje	± 0,01 V
Corriente	± 0,1 A
Amperios/hora	± 0,1 Ah
Estado de carga (0 - 100 %)	± 1%
Tiempo de consumo (minutos)	± 1 min.
Temperatura (0 - 60 °C)	± 1 °C
Precisión medida voltaje	± 0,3%
Precisión medida corriente	± 0,4%
Contactos libres de potencia	30A
	30Vcc/250Vac (N/O)

CAJA

Medidas	22 x 105 x 75 mm
Montaje	Carri DIN
Peso	0,1 kg

SHUNT

Shunt incluido	500 A / 50 mV
----------------	---------------

Módulo de generador VE.Net

ED1009

Monitorización de generadores VE.Net

El módulo de control de generadores añade un gran número de posibilidades a su grupo electrógeno.

El puede monitorizar la tensión de corriente alterna, corriente, potencia y frecuencia, voltaje CC, presión del aceite, temperatura del agua y velocidad del motor.

Todos estos datos son transmitidos a la red VE.Net.

Esto permite que el grupo electrógeno sea controlado y monitorizado desde una ubicación remota, siempre que utilicemos el módulo GSM para VE.Net.

Mantenimiento de la garantía del generador

Los controles estándar del generador se mantienen para asegurar que la garantía de su grupo electrógeno no se vea afectada.

Capacidad de autoarranque

El módulo VE.Net añade la capacidad de "autoarranque".

Esto significa que la rutina de precalentamiento y arranque está automatizada.

El módulo puede encender el generador mediante una señal del VE.Net o por dificultades momentáneas o por señales directas.

Alarmas

La mayoría de los parámetros monitorizados pueden ser traducidos en alarmas.

Estas alarmas pueden ser configuradas con el VE.Net para avisar al usuario o para apagarse automáticamente.

Desconexión de consumos

Un módulo sensor opcional incorpora un contactor de desconexión.

Esto permite usar periodos de enfriamiento y calentamiento.

Este módulo sensor se puede utilizar en generadores de hasta 50 A.

Por encima de este tamaño se debe utilizar un contactor externo.



Módulo de generador VE.Net

Rango de tensión de alimentación	De 7 a 32 Vcc
Consumo (a 12 Vcc)	30 mA

Entradas

Voltaje de batería	De 7 a 32 V ±5%
Amperaje CA	De 0 a 100 A
Voltaje CA	De 0 a 300 V
Temperatura fría motor	Según generador
Presión de aceite	Según generador
Velocidad de pulso magnético	De 0 a 30 V/pulso
Arranque externo instantáneo	Entrada N/A
Parada externa instantánea	Entrada N/A

SALIDAS

Contacto precalentamiento	3A – 30Vcc/250Vac (N/A)
Contacto arranque	3A – 30Vcc/250Vac (N/A)
Contacto parada	3A – 30Vcc/250Vac (N/A)

CAJA – Módulo VE.Net

Montaje	Carri DIN
Medidas	105 x 85 x 57 mm
Peso	0,2 kg
Conectores	Clemas para entradas/salidas 2 x RJ45 para VE.Net 1 x RJ11 para módulo sensor

CAJA – Módulo sensor

Montaje	Carri DIN
Medidas	180 x 115 x 70 mm
Peso	0,2 kg
Conector	Conexiones M6 para CA RJ 11 para conexión con módulo VE.Net

Módulo de conectividad VE.Net

ED1008

Información remota

El módulo de conectividad VE.Net utiliza la tecnología GPRS para permitir el control remoto del panel VE.Net y de todos los dispositivos conectados a él.

Acceso web seguro

Se puede acceder al módulo de conectividad a través de una página web segura, mediante protección por contraseña, que permite una fácil monitorización y control de toda la información disponible desde el VE.Net.

Notificación de alarmas

Todas las alarmas que es posible emitir a través del VE.Net son enviadas a la web.

El sistema puede ser programado para enviar una notificación de voz, un fax o un mensaje de texto (SMS), dependiendo de la gravedad del tipo de alarma.

De esta forma siempre estará en contacto con su sistema.

Entradas y salidas

Además de la conexión con el VE.Net, la puerta de enlace también se ocupa de los siguientes sensores y salida que pueden ser monitorizados y controlados remotamente.

Sensores:

- Medida del voltaje (2x) (7-32 V)
- Ignición
- Pánico
- Auxiliar 1
- Auxiliar 2
- Temperatura
- Salida
- Contactor (normalmente abierto)

Sistema de alimentación ininterrumpida

Dos baterías recargables internas aseguran que la conexión sigue funcionando hasta 24 horas en caso de desconexión de la alimentación.



Módulo de conectividad VE.Net

Rango de tensión de alimentación	De 7 a 32 Vcc
Consumo (a 12 Vcc)	30 mA
Consumo (a 24 Vcc)	15 mA
Autonomía	24 h

SENSORES

Voltaje de batería (2x)	De 7 a 32 V ±5%
Ignición	Entrada N/C
Alarma de pánico	Entrada N/C
Auxiliar 1	Entrada N/C
Auxiliar 2	Entrada N/C

SALIDAS

Contactor	1A – 30Vcc/250Vac (N/O)
-----------	-------------------------

CAJA

Especificaciones	"Water resistant"
Medidas	130 x 118 x 35 mm
Peso	0,275 kg
Conectores	DTMD6-128A para entradas/salidas RJ45 de VE.Net

ANTENA GSM Y GPS

Dimensiones	64,5 x 13,6 mm (con cable de 3 m)
Frecuencia GSM	900/1.800 MHz
Estandar emisión	FCC (pendiente aprobación)

6. CABLEADO Y PROTECCIONES

6.1 CABLEADO CC

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (PVF-1 TÜV)

TENSIÓN: 0,6/1 kV c.a. - 1,8 kV c.c.



NORMAS

Especificación TÜV 2Pfg 1109

IEC 60332-1 - No propagador de la llama

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre estañado, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Elastómero termoestable libre de halógenos

CUBIERTA EXTERIOR:

Elastómero termoestable libre de halógenos

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Para conexión entre placas fotovoltaicas y entre placas fotovoltaicas e inversor (sistemas de corriente continua).

Cable de seguridad: no propagador de la llama, libre de halógenos y de reducida opacidad de los humos emitidos.

Resistencia a la intemperie.

Trabajo a temperaturas ambientes extremas, desde -40 °C hasta +90 °C.

Temperatura máxima en el conductor de 120 °C durante 20.000 horas.

Excelentes prestaciones mecánicas.

Servicios móviles.

Garantía de funcionamiento mínima de 25 años.

Intensidades máximas admisibles con temperatura ambiente de 60 °C y temperatura máxima en el conductor de 120 °C.

Producto certificado por TÜV - .Cert. No. R.60034574



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (PVF-1 TÜV)

TENSIÓN: 0,6/1 kV c.a. - 1,8 kV c.c.



	mm ²	mm	kg/km	mm	A	V/A.km
1614107	1x2,5	4,8	45	20	41	22,87
1614108	1x4	5,4	65	22	55	14,18
1614109	1x6	6,1	85	25	70	9,445
1614110	1x10	7,8	140	31	96	5,433
1614111	1x16	8,6	195	35	132	3,455
1614112	1x25	10,3	290	41	176	2,215
1614113	1x35	11,6	390	47	218	1,574

6.2 CABLEADO CA

SEGURFOC-331 SZ1-K (AS+)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 211025 - Norma constructiva
 UNE-EN 50200 - Resistente al fuego PH120
 UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama
 UNE-EN 60332-3-24 - No propagador del incendio
 UNE-EN 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases
 UNE-EN 61034 - Baja emisión de humos opacos
 IEC 60331 - Resistente al fuego
 IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama
 IEC 60332.3-24 - No propagador del incendio
 IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases
 IEC 61034 - Baja emisión de humos opacos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:
 Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:
 Elastómero Vulcanizado Libre de Halógenos

CUBIERTA EXTERIOR:
 Poliolefina termoplástica libre de halógenos

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables SEGURFOC-331 (AS+) está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V.

El diseño, construcción y ensayos cumplen con la norma internacional IEC 60502 y la norma de ensayos UNE-EN 50200 (PH120), soportando temperaturas de 840°C durante 120 minutos, por lo que son capaces de mantener el servicio aún en la condiciones más extremas de incendio. De ahí que sean conocidos como cables RESISTENTES AL FUEGO.

Son cables de obligada instalación en los circuitos de seguridad de los locales de pública concurrencia, según se desprende de la ITC-BT-28. Imprescindibles en circuitos de detección y alarma, sistema de evacuación y de lucha contra incendios.



SEGURFOC-331 SZ1-K (AS+)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1621106	1x1.5	5,9	55	25	20	23	23,65	29,37
1621107	1x2.5	6,5	70	30	28	30	14,24	17,62
1621108	1x4	7,3	90	30	38	39	8,879	10,93
1621109	1x6	7,8	115	35	49	48	5,955	7,288
1621110	1x10	8,8	160	35	68	64	3,489	4,218
1621111	1x16	9,8	220	40	91	83	2,244	2,672
1621112	1x25	11,0	305	45	115	106	1,478	1,723
1621113	1x35	12,2	405	50	143	128	1,074	1,224
1621114	1x50	13,6	545	55	174	152	0,773	0,852
1621115	1x70	15,6	765	65	223	187	0,569	0,601
1621116	1x95	17,3	970	70	271	222	0,45	0,455
1621117	1x120	19,5	1230	80	314	253	0,368	0,356
1621118	1x150	21,6	1545	90	359	286	0,312	0,285
1621119	1x185	23,5	1855	95	409	321	0,27	0,234
1621120	1x240	27,1	2440	140	489	370	0,223	0,177
1621121	1x300	29,8	3040	150	563	418	0,194	0,142
1621206	2x1.5	9,8	115	40	23	27	23,61	29,37
1621207	2x2.5	11,0	150	45	32	35	14,21	17,62
1621208	2x4	12,5	200	50	44	46	8,849	10,93
1621209	2x6	13,6	300	55	57	59	5,928	7,288
1621210	2x10	15,5	420	65	78	77	3,465	4,218
1621211	2x16	17,5	460	70	104	100	2,224	2,672
1621212	2x25	20,0	800	80	135	127	1,46	1,723
1621306	3G1.5	10,3	145	45	23	27	23,61	29,37
1621307	3G2.5	11,6	190	50	32	35	14,21	17,62
1621308	3G4	13,2	255	55	44	46	8,849	10,93
1621309	3G6	14,4	365	60	57	59	5,928	7,288
1621310	3G10	16,5	525	70	78	77	3,465	4,218
1621311	3G16	18,6	725	75	104	100	2,224	2,672
1621311	3x16	18,6	725	75	91	83	2,224	2,672
1621312	3x25	21,3	1020	85	115	106	1,46	1,723
1621406	4G1.5	11,1	175	45	20	23	23,61	29,37
1621407	4G2.5	12,6	235	50	28	30	14,21	17,62
1621408	4G4	14,4	320	60	38	39	8,849	10,93
1621409	4G6	15,7	445	65	49	48	5,928	7,288
1621410	4G10	18,0	645	75	68	64	3,465	4,218
1621411	4x16	20,4	910	85	91	83	2,224	2,672
1621411	4G16	20,4	910	85	91	83	2,224	2,672
1621412	4X25	23,4	1290	95	115	106	1,46	1,723
1621414	4X50	30,0	2365	150	143	152	0,76	0,852
1621506	5G1.5	12,0	210	50	20	23	23,61	29,37
1621507	5G2.5	13,7	285	55	28	30	14,21	17,62
1621508	5G4	15,7	385	65	38	39	8,849	10,93
1621509	5G6	17,2	545	70	49	48	5,928	7,288
1621510	5G10	19,8	780	80	68	64	3,465	4,218
1621511	5G16	22,5	1120	90	91	83	2,224	2,672
1621512	5G25	25,9	1595	130	115	106	1,46	1,723

6.3 PROTECCIONES

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de 1,35 In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000V DC.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/nh/

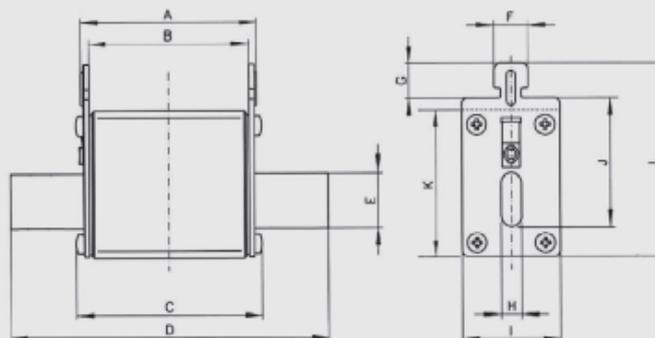
	h	REFERENCIA	PODER DE CORTE	EMPAQUE
	(A)		(A)	Unid./CAJ
NH1	25	373210	80	1/30
	32	373215	80	1/30
	40	373225	80	1/30
	50	373230	80	1/30
	68	373235	80	1/30
	80	373240	80	1/30
	100	373245	80	1/30
	125	373250	80	1/30
	160	373255	80	1/30
	NH3	200	373425	80
250		373435	80	1/15
315		373445	80	1/15



gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1

NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	89	40	52	84
NH3	68	62	73	160	32	10	9,5	6	70	60	75	87

FOTOVOLTAICOS BASES



ST
1000V
DC

BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NUEVO

Basas portafusibles para fusibles de cuchilla (NH). Disponibles en tamaños NH1(250 A) y NH3(630A). Fabricadas con materiales de alta calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS (restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico). Montaje mediante fijación a rail DIN o tornillos. Modelos unipolares. Conexión mediante tornillos. Contactos tipo pinza con doble resorte para un óptimo funcionamiento. Amplia gama de accesorios que permiten una ejecución IP20. Cubrebornes, tapafusibles, separadores. Posibilidad de crear conjuntos multipolares mediante accesorios. Fabricadas según normas IEC, EN, VDE y DIN.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-nh/

	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	U / 100	EMBALAJE
UNIPOLAR				
NH1 250A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354170	1000	1
NH3 630A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354180	1000	1



354172



354180

ACCESORIOS PARA BASES NH MICRORRUPTORES PARA FUSIBLES NH

**NH1
NH3**

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EMBALAJE Unid./Paq.
357010	MICRORRUPTOR PARA FUSIBLES NH1 & NH3	1/12



357010

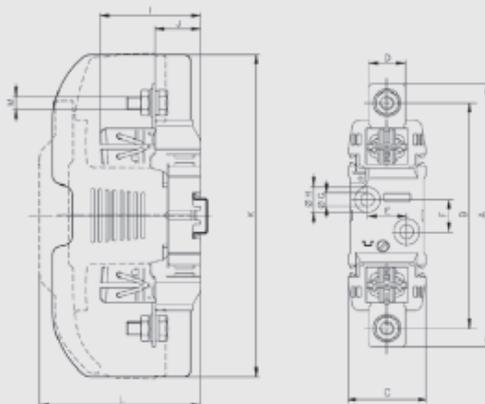
TECNICO

ST
1000V
DC

**NH1
250A**

**NH3
630A**

BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
NH1	200	175	60	28	90	25	10,5	20,5	77,5	95	250	123	M10
NH3	240	210	60	38	90	25	10,5	20,5	97	95	270	148	M12

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



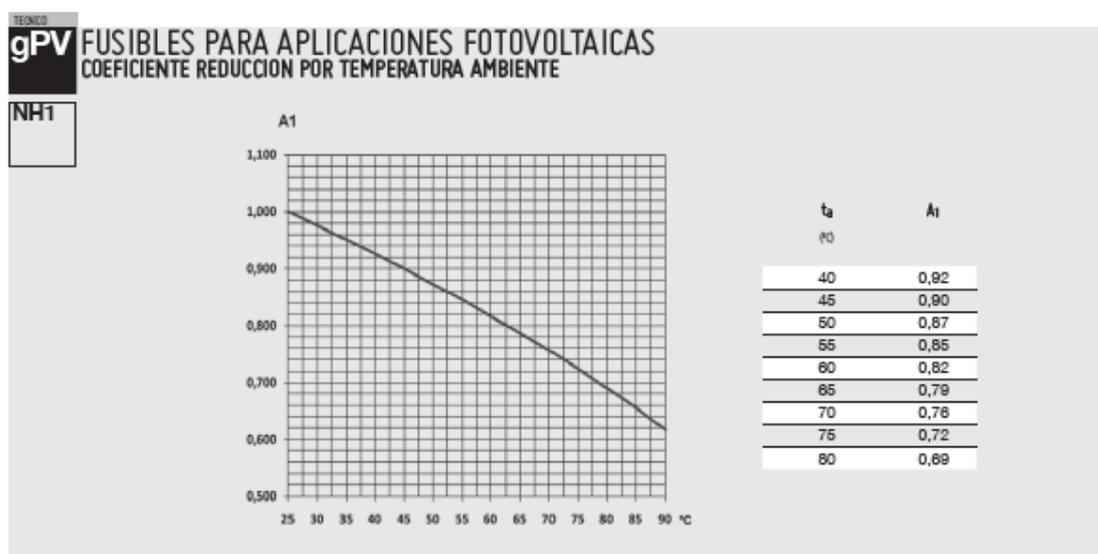
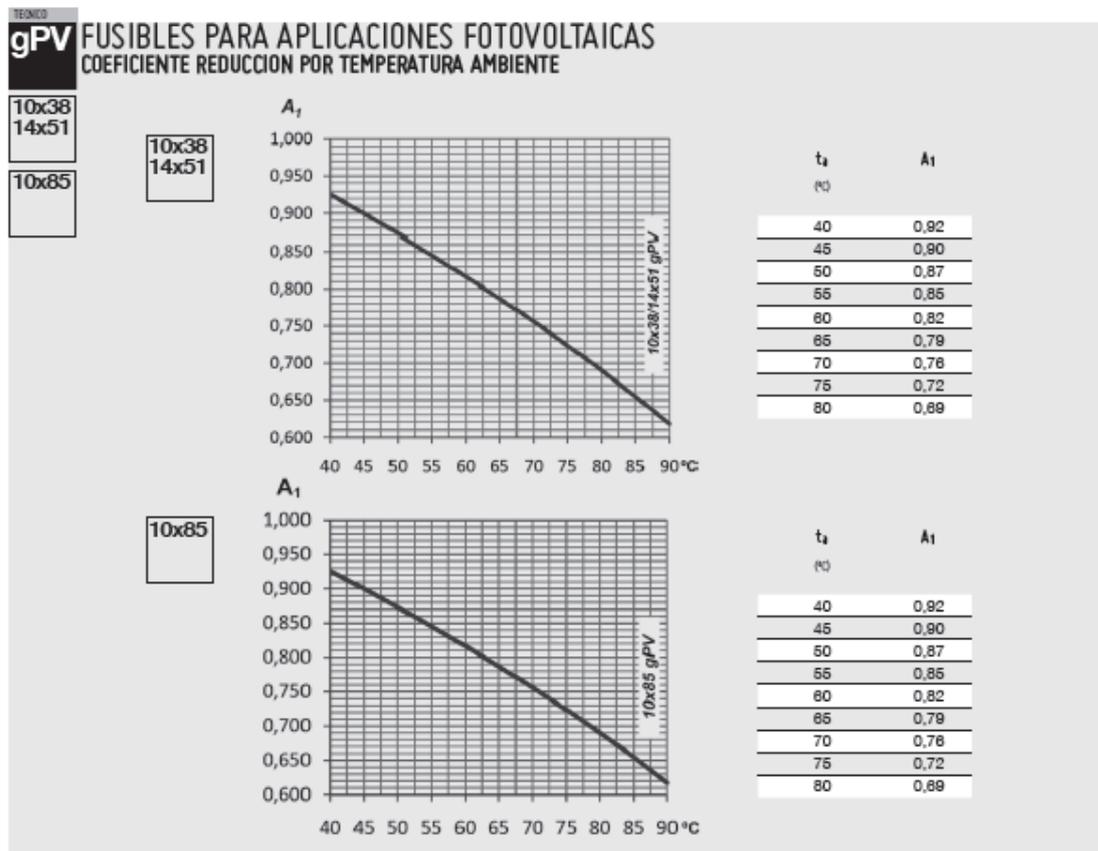
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERÍSTICAS $t-I$ Y POTENCIAS DISIPADAS

NH1

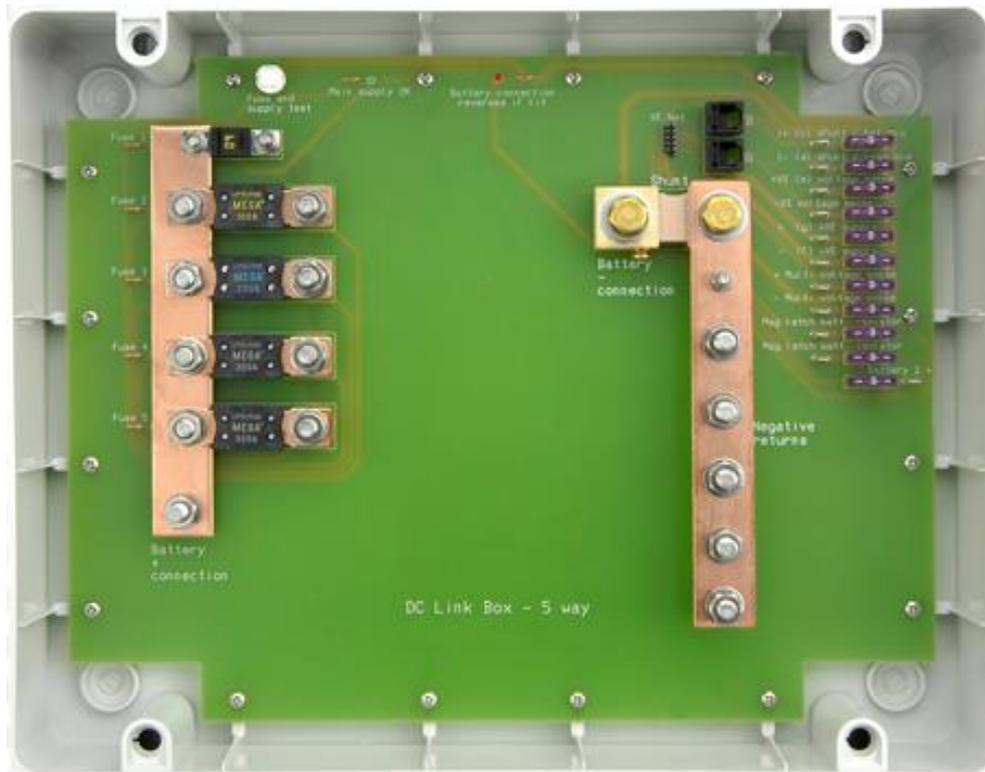
NH3

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7s)	POTENCIA DISIPADA (W @ 1s)	P_t PREARCO (A ² s)	P_t TOTAL (A ² s)
	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC
NH1 25	373210	5,2	12,5	62	94
32	373215	6,3	15,5	122	184
40	373225	6,7	16,6	302	454
50	373230	7,5	18	582	844
63	373235	8,2	20	1210	1815
80	373240	10	27	2250	3375
100	373245	11	28	4000	6000
125	373250	12,5	32	6500	9700
160	373255	15,5	34,0	9200	16600
NH3 200	373425	19,5	48,0	21700	31700
250	373435	20,5	51,5	41000	60000
315	373445	26,2	66,0	78000	111500

FOTVOLTAICOS FUSIBLES



6.4 CAJA DE CONEXIONES



Descripción

Caja de enlace DC

La caja de enlace DC reúne toda la protección primaria para CC, como el control y la medición, en una única carcasa muy sencilla de montar. Ésta incluye:

- 4 Fusibles de alta capacidad (2 x 300a, 1 x 200a, 1 x 100a) y 1 fusible mediano (60a). Estos son intercambiables según las necesidades del usuario. Los fusibles de alta capacidad están disponibles en tamaños de entre 100 y 500 amp. y los medianos entre 30 y 125 amps.
- Derivador de corriente de 500 amp
- Botones de comprobación con LED para los 5 fusibles y LED de aviso de polaridad.

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en
Fecha

INGENIERIA ELECTRICA

04/07/2015

Gradua
Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

4. PLANOS

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

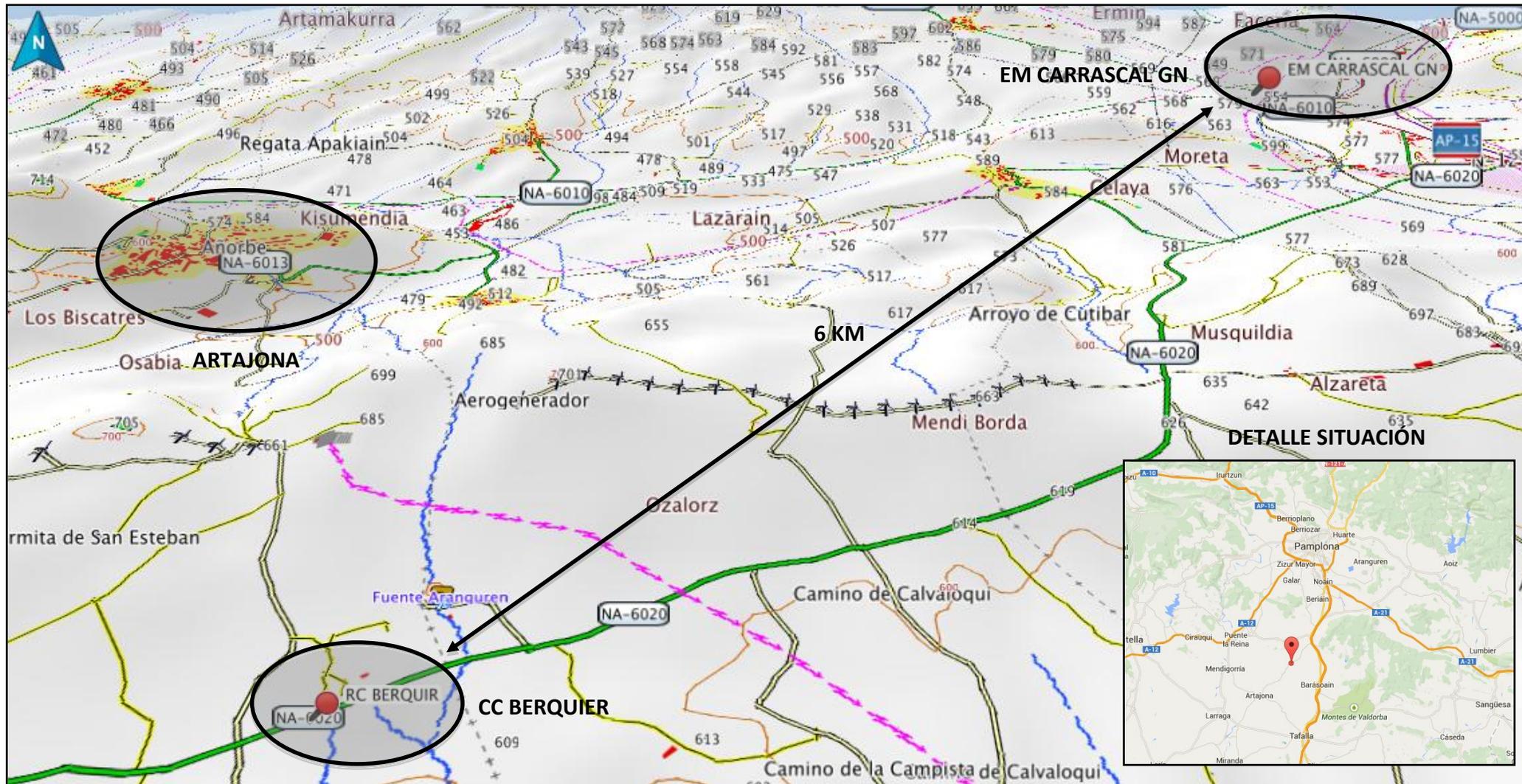
Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:

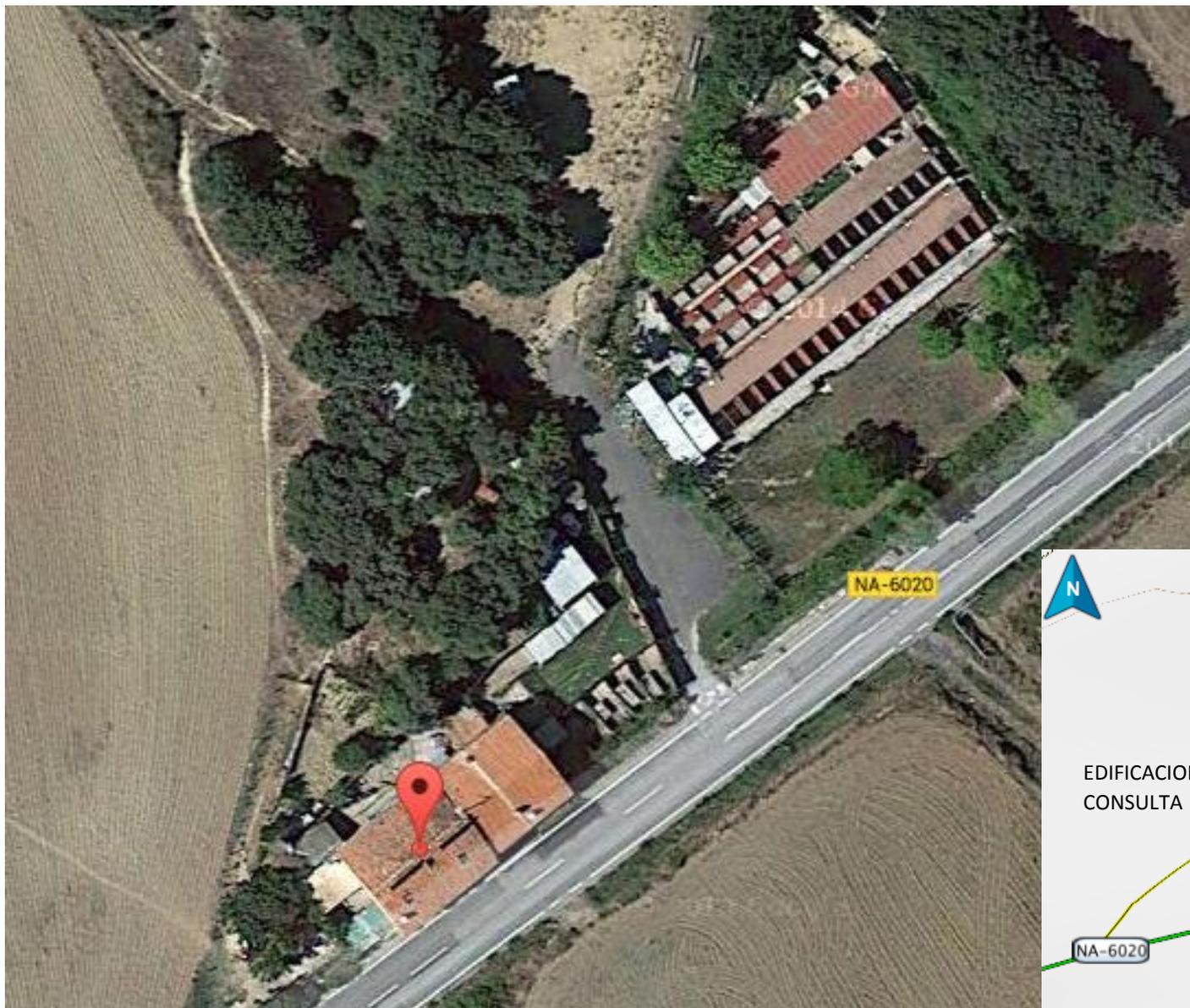


DOCUMENTO 4: PLANOS

<u>SITUACIÓN</u>	<u>170</u>
<u>EMPLAZAMIENTO C. CANINO BERQUIER</u>	<u>171</u>
<u>PLANO SITUACIÓN GENERADRES</u>	<u>172</u>
<u>DESCRIPTIVO PLANTA BAJA.....</u>	<u>173</u>
<u>DESCRIPTIVO PRIMERA PLANTA.....</u>	<u>174</u>
<u>DETALLE RECINTO ELECTRICO.....</u>	<u>175</u>
<u>E. UNIFILAR.....</u>	<u>176</u>
<u>CABLEADO INSTALACIÓN.....</u>	<u>177</u>

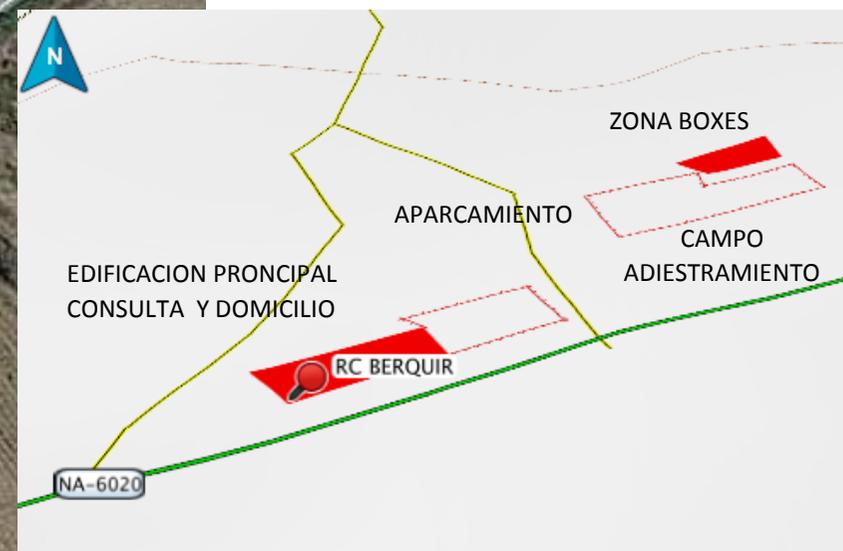


	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala:	Nº Plano:	Título Plano:		
S/E	1	SITUACIÓN		



FOTOGRAFÍA AÉREA DETALLE CENTRO CANINO BERQUIER

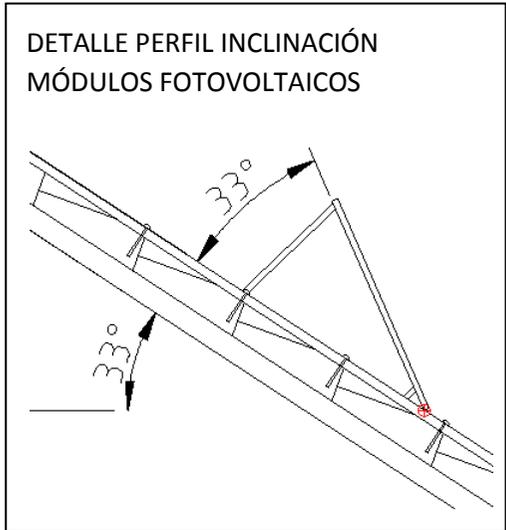
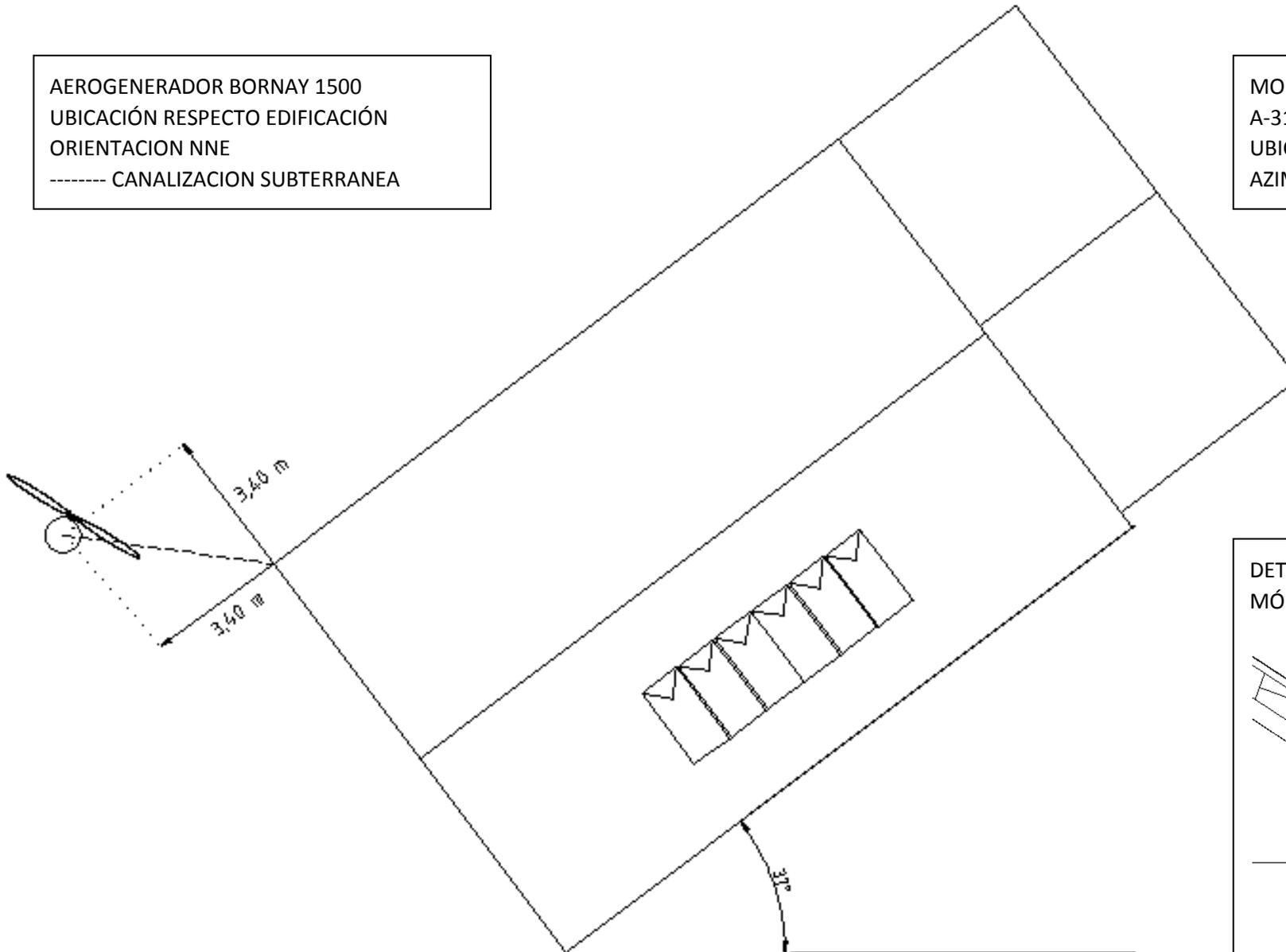
TOPOGRÁFICO DETALLE DEL CENTRO CANINO BERQUIER



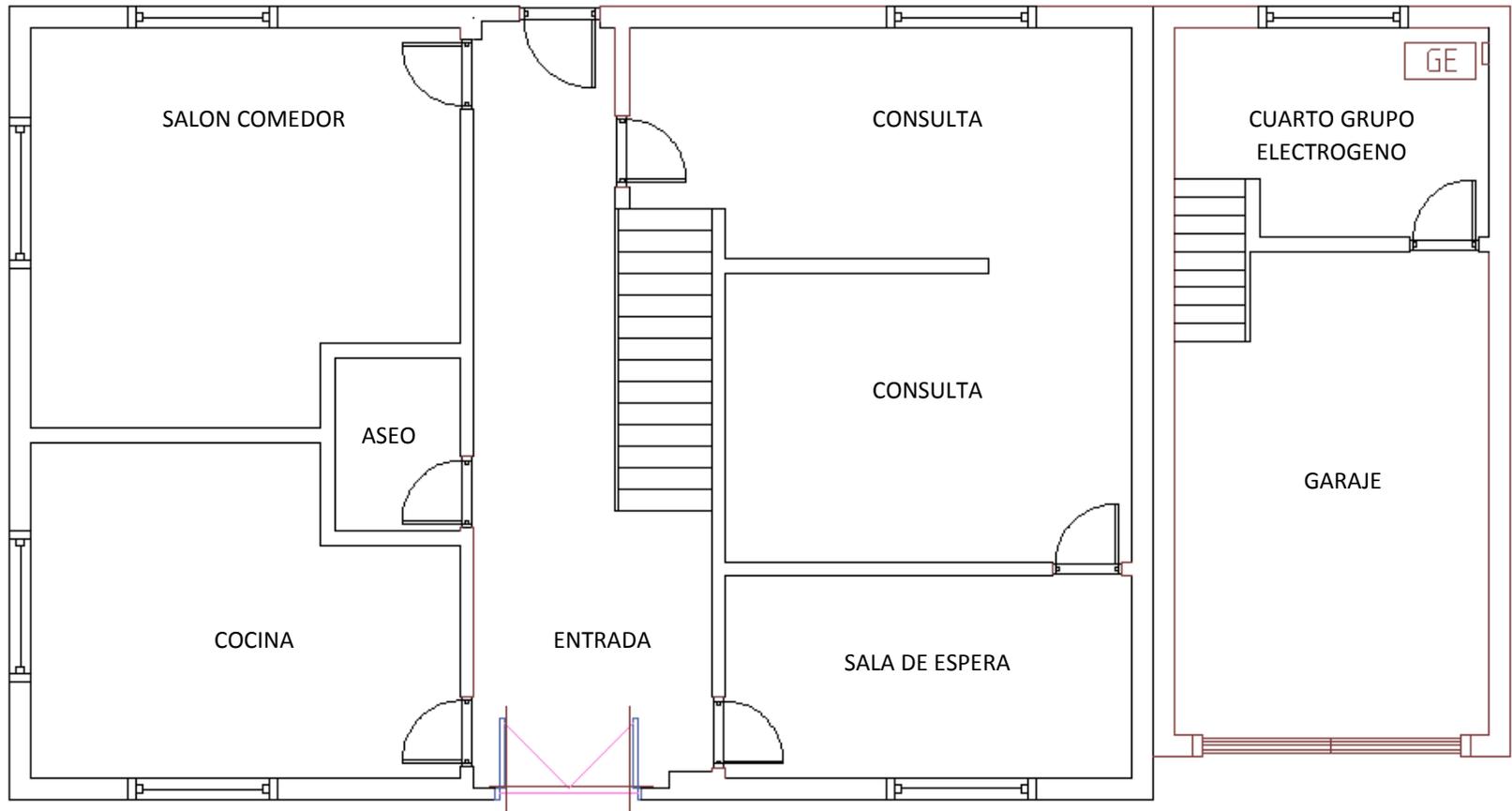
	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala: S/E	Nº Plano: 2	Título Plano: EMPLAZAMIENTO C. CANINO BERQUIER		INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES

AEROGENERADOR BORNAY 1500
 UBICACIÓN RESPECTO EDIFICACIÓN
 ORIENTACION NNE
 ----- CANALIZACION SUBTERRANEA

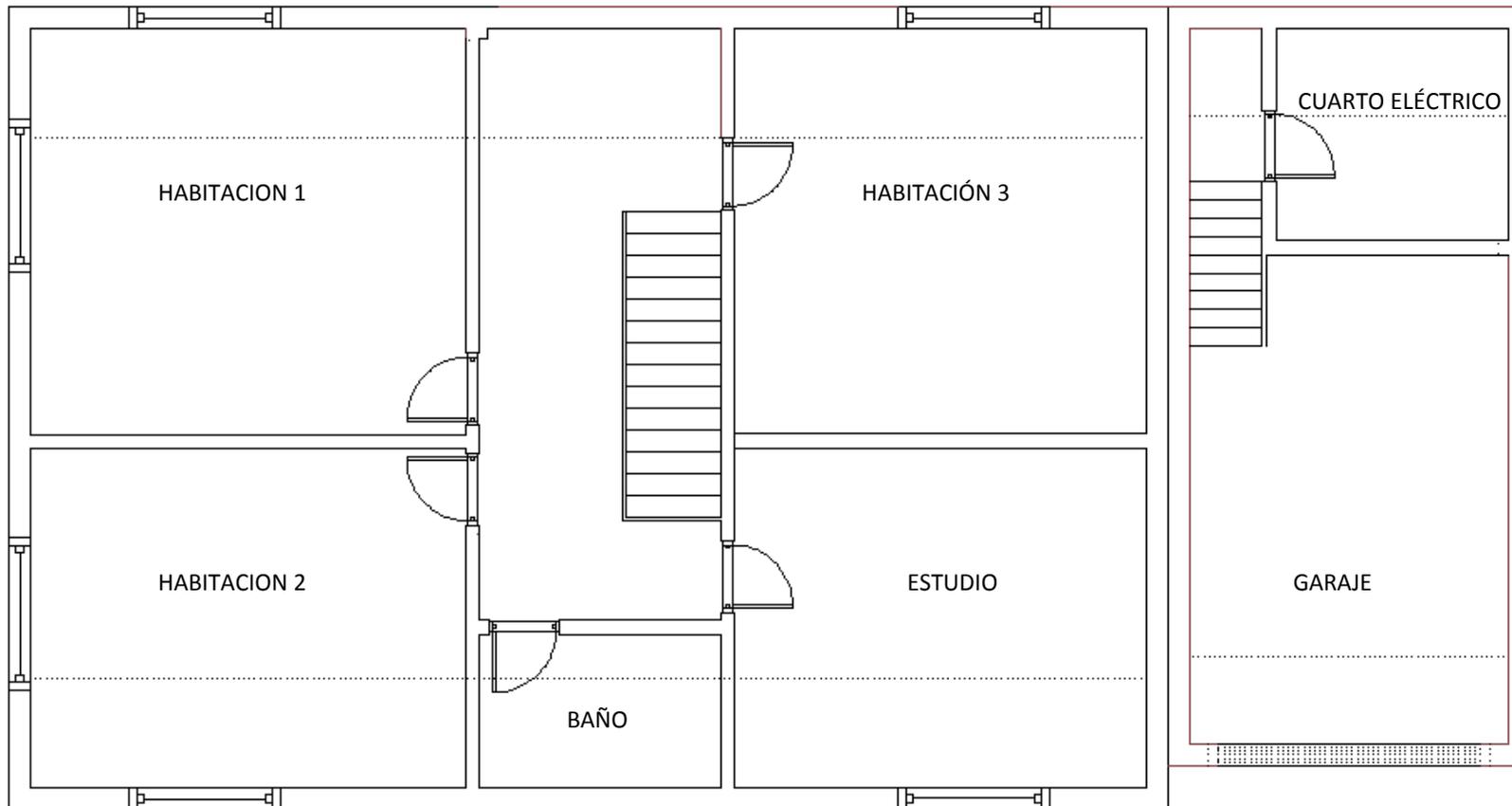
MODULOS FOTOVOLTAICOS ATERSA
 A-315M
 UBICACIÓN SOBRE TEJADO
 AZIMUT -37, INCLINACIÓN 66º



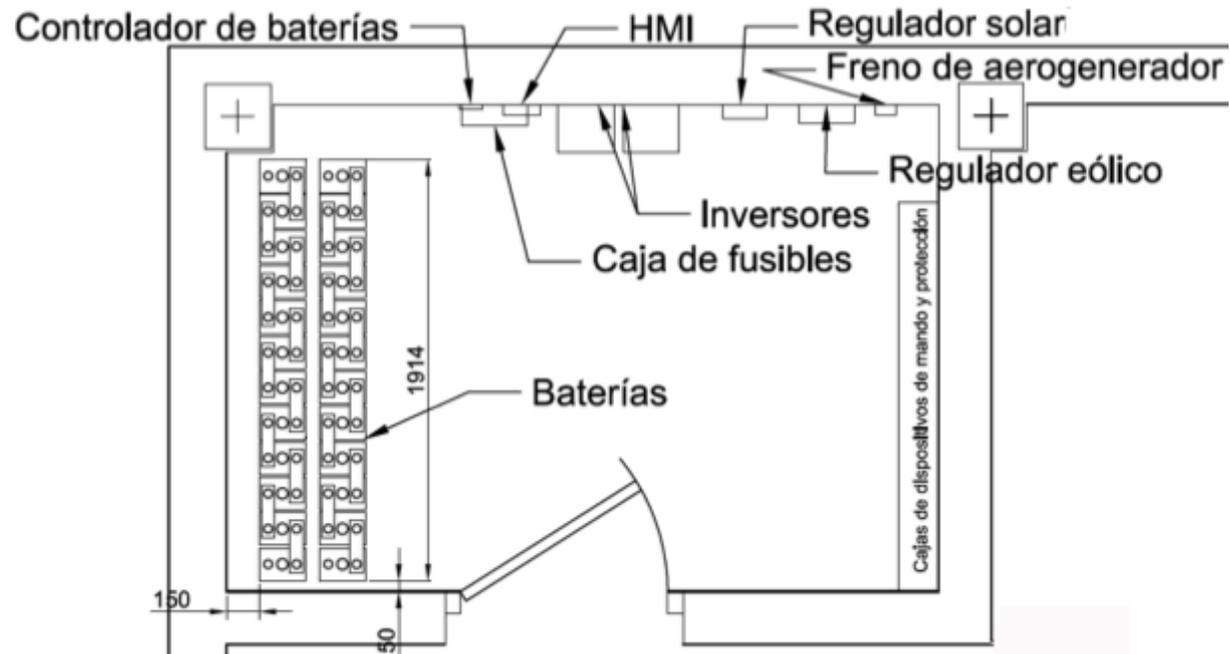
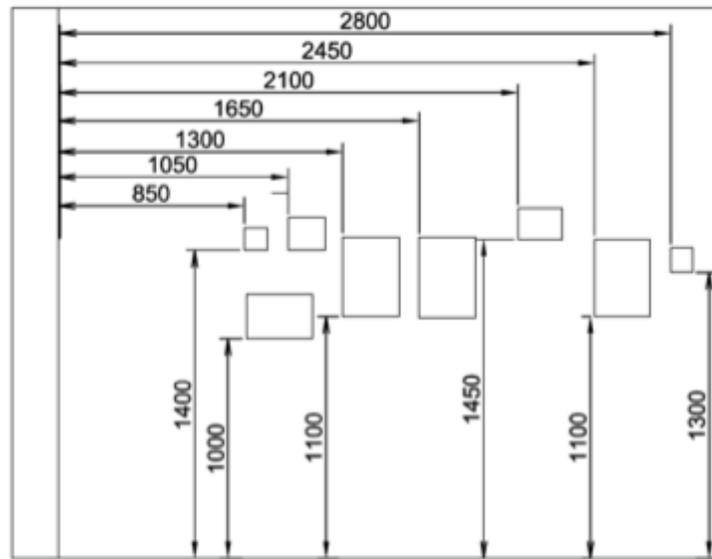
	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala: 1/150	Nº Plano: 3	Título Plano: PLANO SITUACIÓN GENERADORES		INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES



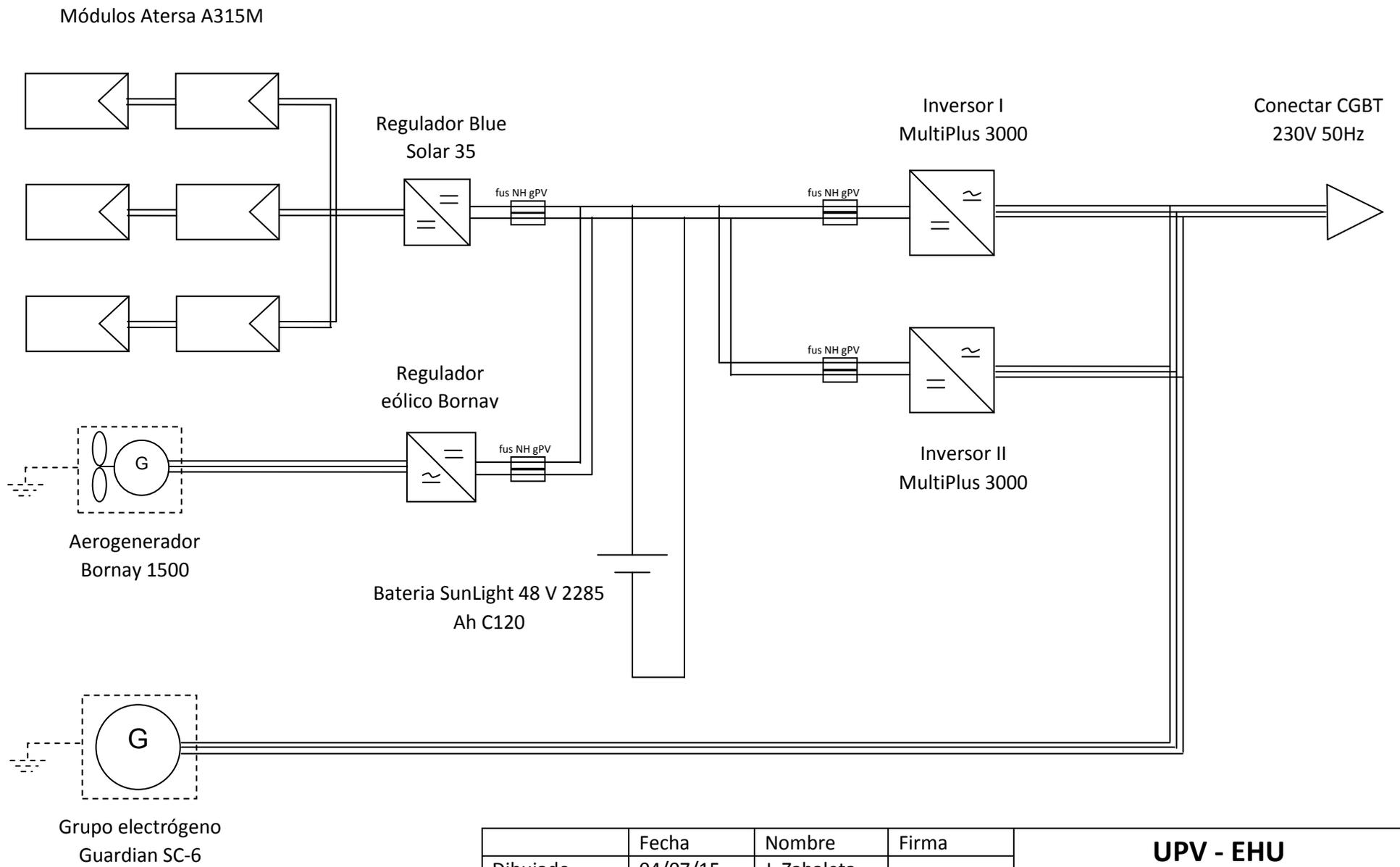
	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala: 1/100	Nº Plano: 4	Título Plano: DESCRIPTIVO PLANTA BAJA		INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES



	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala: 1/100	Nº Plano: 5	Título Plano: DESCRIPTIVO PRIMERA PLANTA		INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES



	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala: S/E	Nº Plano: 6	Título Plano: DETALLE RECINTO ELÉCTRICO		INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES



	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala:	Nº Plano:	Título Plano:		
S/E	7	E. UNIFILAR		

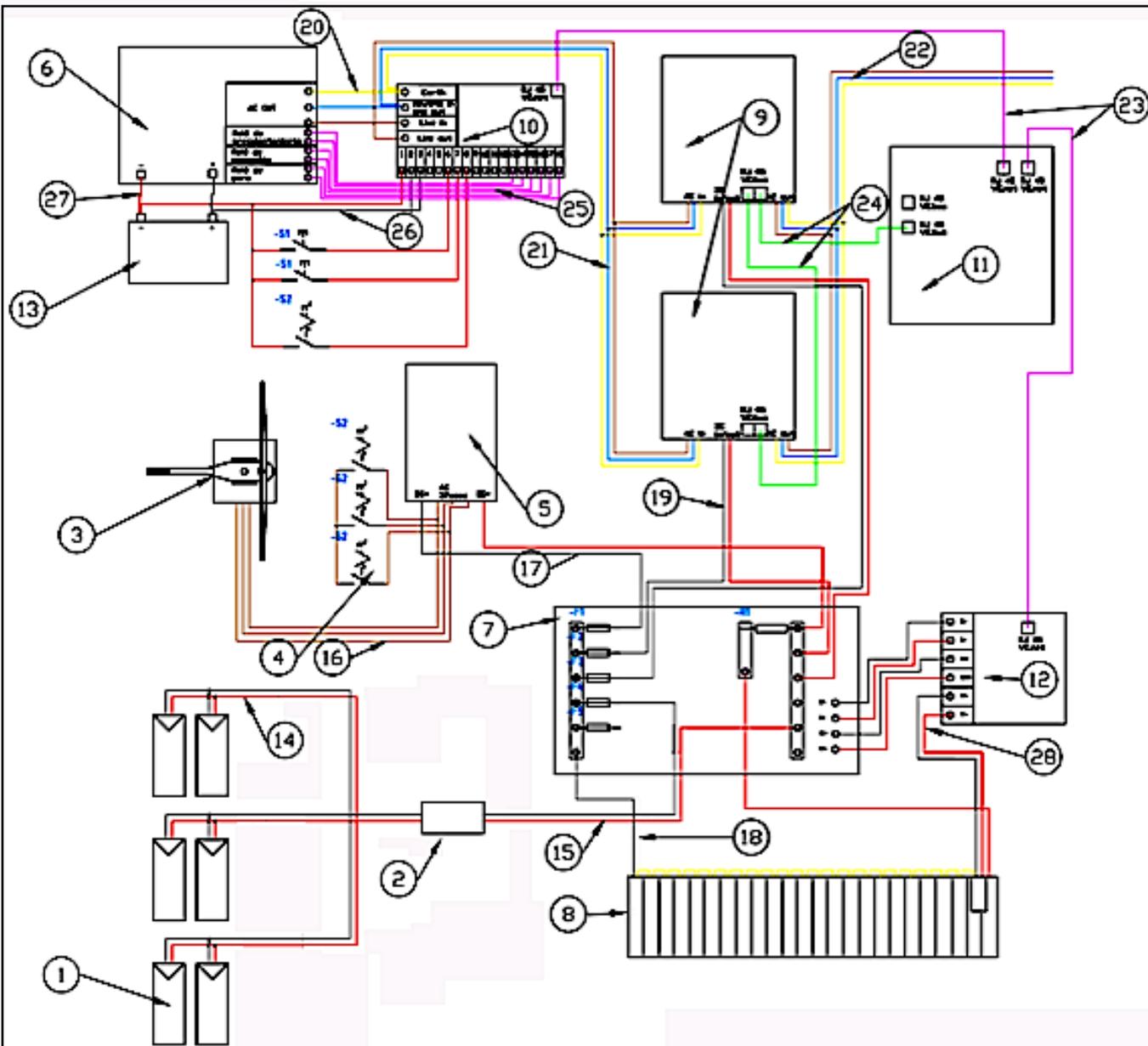


Tabla de componentes		
Num.	Ud.	Designación
1	6	Paneles FV Atersa A-A315M
2	1	Regulador Victron Blue Solar 35 A
3	1	Aerogenerador Bornay 1500
4	1	Freno eléctrico aerogenerador
5	1	Regulador eólico Bornay 1500
6	1	Grupo aux. Guardian SC-6 6000 VA
7	1	Caja de fusibles Victron DC Panel
8	24	Baterías OPzS SunLight 2285 Ah 48V
9	2	Inversor Victron MultiPlus 3000 VA
10	1	Regulador grupo aux. Victron VGM
11	1	Panel de control Victron BPP2
12	1	Regulador batería Victron VBC
13	1	Batería de arranque Tudor Technica

Tabla de cableado			
Num.	Medición	Tipo	Sección
14	10 m	PV ZZ-F	2(1x16mm ²)
15	2,5 m	PV ZZ-F	2(1x16mm ²)
16	24 m	SZ1-K(AS+)	3Gx10mm ²
17	2,5 m	PV ZZ-F	2(1x16mm ²)
18	2 m	PV ZZ-F	2(1x50mm ²)
19	2,5 m	PV ZZ-F	2(1x16mm ²)
20	2 m	SZ1-K(AS+)	3Gx6mm ²
21	6 m	SZ1-K(AS+)	3Gx6mm ²
22	8 m	SZ1-K(AS+)	3Gx16mm ²
23	5 m	CAT 5	RJ-45
24	5 m	CAT 5	RJ-45
25	2 m	HD7V-R	1x1,5mm ²
26	2 m	HD7V-R	1x1,5mm ²
27	2 m	HD7V-R	1x25mm ²
28	2,5 m	HDSV-K	1x1mm ²

	Fecha	Nombre	Firma	UPV - EHU TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA CON ENERGÍAS RENOVABLES
Dibujado	04/07/15	J. Zabaleta		
Comprobado				
Escala:	Nº Plano:	Título Plano:		
S/E	8	CABLEADO INSTALACIÓN		

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

5. PLIEGO DE CONDICIONES

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES

<u>1. OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES</u>	181
<u>2. LEGISLACION APLICABLE</u>	182
<u>3. RESPONSABILIDADES</u>	183
<u>4. EJECUCIÓN DE LA OBRA</u>	184
4.1 ETAPAS EN LA EJECUCIÓN DE LA OBRA	184
4.2 COMIENZO DE LA OBRA Y PLAZOS DE EJECUCIÓN	184
4.3 OBRAS COMPLEMENTARIAS	184
4.4 OBRA DEFECTUOSA.....	184
4.5 RECEPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	185
4.6 CONSERVACIÓN DE LA INSTALACION.....	185
4.7 MEDIOS AUXILIARES	185
4.8 LIBRO DE ORDENES	185
4.9 LIBRO DE INCIDENCIAS.....	185
<u>5. MODIFICACIONES O AMPLIACIÓN DEL PROYECTO POR CAUSAS IMPREVISTAS O DE FUERZA MAYOR</u>	186
<u>6. DISEÑO</u>	187
<u>7. COMPONENTES Y MATERIALES</u>	188
7.1 GENERALIDADES.....	188
7.2. AEROGENERADOR.....	188
7.3 TORRE DE SOPORTE DEL AEROGENERADOR	188
7.4 ZAPATA DE LA TORRE DEL AEROGENERADOR.....	189
7.5 REGULADOR DE CARGA EÓLICO	189
7.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	190
7.7 ESTRUCTURA SOPORTE	191
7.8 ACUMULADORES DE PLOMO-ACIDO	191
7.9 REGULADORES DE CARGA	192
7.10 INVERSOR	193
7.11 CARGAS.....	194
7.12 CABLEADO	195
7.13 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA	195
7.14 INSTALACIÓN INTERIOR	195
7.14.1 Conductores	195
7.14.2 Canalizaciones o tubos protectores	196
7.14.3 Cuadro de mando y protección	196
7.14.4 Aparatos de protección	196



8. MANTENIMIENTO	197
8.1 ASPECTOS GENERALES	197
8.2 MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	198
8.2.1 Inversores.....	198
8.2.2 Reguladores	198
8.2.3 Acumuladores	198
8.2.4 Cableado y canalizaciones.....	198
8.2.5 Protecciones.....	199
8.2.6 Puesta a tierra	199
8.2.7 Estructura soporte	199
8.2.8 Paneles solares.....	200
9. GARANTÍA	201
9.1 ÁMBITO GENERAL	201
9.2 PLAZOS.....	201
9.3 CONDICIONES ECONÓMICAS	201
9.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA	201
9.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN	202



1. OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES

El pliego de condiciones tiene como objetivo, establecer las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir, toda instalación híbrida eólica fotovoltaica como la nuestra.

En ese sentido, pretende servir de guía para los fabricantes componentes y para la empresa instaladora, de forma que se pueda garantizar una calidad mínima de la instalación.

Por tanto, el ámbito de aplicación del pliego de condiciones, comprende todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de Centro Canino Berquier.

Excepcionalmente, se podrán adoptar soluciones diferentes a las que se recogen en este pliego de condiciones, siempre ya cuando quede justificada su necesidad y que no suponga una disminución de calidad o de prestaciones del conjunto de la instalación.

Este pliego de condiciones técnicas, está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de las energías solar y eólica, en el ámbito del plan de energías renovables.

Este documento garantizara lo siguiente:

- Asegura la continuidad del suministro.
- La calidad y durabilidad de la instalación.
- La instalación sea segura para los usuarios.
- Que cumpla la normativa vigente en el ámbito de las energías renovables.
- Promoción de las energías renovables como fuente de energía alternativa.

2. LEGISLACION APLICABLE

Las leyes y normativas en las cuales se basa el presente proyecto, y por las cuales se definirán las características técnicas y la calidad de los elementos de la instalación, son las siguientes:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 436/2004, de 27 de marzo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electro-técnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales. Y las modificaciones que sobre ésta ha producido las leyes 50/1998, 54/2003 y el Real Decreto Legislativo 5/2000.
- Pliego de condiciones técnicas del Instituto para el Desarrollo y el Ahorro Energético, IDAE, para instalaciones aisladas de la red.

Además, se aplicarán las normas UNE y las recomendaciones UNESA pertinentes, en el ámbito de aplicación del presente proyecto.



3. RESPONSABILIDADES

Durante la ejecución de la obra, el responsable de la instalación será la persona designada por la empresa instaladora.

No tendrá derecho a la indemnización por el mayor precio que pudieran costar los materiales ni por fallo en el presupuesto presentado al cliente.

El coordinador de seguridad y salud designado por parte de la empresa instaladora, se asegurará de que se cumplan las normas de seguridad y salud pertinentes, siendo el responsable de cualquier incidente al respecto.



4. EJECUCIÓN DE LA OBRA

La instalación solar fotovoltaica tendrá que ubicarse en los espacios indicados para la misma.

El director de la obra aclarará los puntos necesarios para la correcta ejecución de la obra en presencia del encargado designado por la empresa instaladora.

La empresa contratada para la ejecución de la obra será la encargada de suministrar todos los materiales indicados en el presupuesto para la correcta ejecución de la obra.

Todos estos materiales serán de primera calidad, tal y como se deberá dejar constancia en el momento de firmar el acuerdo entre la empresa instaladora y el usuario.

En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, la empresa contratada tendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al director técnico de la obra, quien decidirá qué hacer.

En ningún caso se suplirá la falta de material sin indicarlo previamente.

4.1 ETAPAS EN LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

Las etapas en la ejecución de la obra serán las siguientes:

- Movimiento de tierras.
- Cimentación para las estructuras soporte del aerogenerador.
- Montaje de las estructuras soporte de los módulos y el aerogenerador.
- Montaje del aerogenerador y de los módulos fotovoltaicos sobre las estructuras soporte.
- Montaje de los componentes de la instalación dentro de los cuartos habilitados.
- Conexión de todos los componentes de la instalación.
- Puesta en marcha.

4.2 COMIENZO DE LA OBRA Y PLAZOS DE EJECUCIÓN

El comienzo de la obra y el plazo de ejecución, será el estipulado entre la empresa instaladora y el propietario de la instalación final.

En caso de que no se cumplan los plazos de comienzo o de ejecución, el propietario de la instalación será indemnizado por el retraso en lo acordado.

4.3 OBRAS COMPLEMENTARIAS

La empresa contratada se encargará de realizar las actividades previas necesarias, con el fin de facilitar los trabajos. Este tipo de obras no producirá ningún cambio en el presupuesto presentado por la empresa contratada.

4.4 OBRA DEFECTUOSA

Cuando la persona contratante, observe que algún elemento no se ajusta con el presente proyecto, se lo comunicará al director de la obra a la mayor brevedad, quien tomará las medidas necesarias para satisfacer la demanda del propietario.

4.5 RECEPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Una vez terminada la obra, se llevará a cabo una recepción de obra provisional, por parte de la empresa instaladora, para superar una serie de pruebas técnicas, que pongan de manifiesto el buen funcionamiento de la instalación, así como el cumplimiento de los aspectos de seguridad requeridos.

En nuestra instalación, las pruebas mínimas serán las siguientes:

- Puesta en marcha del sistema: la instalación tendrá que estar funcionando un mínimo de 240 horas seguidas sin interrupciones ni fallos.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente en las baterías.

Al finalizar la obra, el instalador entregará al propietario de la instalación un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación.

Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada uno un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en un idioma comprensible por el propietario.

La empresa instaladora estará obligada antes de retirarse de la instalación de realizar una limpieza de las zonas ocupadas y una retirada de la obra del material sobrante.

4.6 CONSERVACIÓN DE LA INSTALACION

La empresa contratada por el propietario de la instalación, se verá obligada a mantener en buen estado los elementos que se encuentren en esa instalación y los que se vayan instalando hasta la fecha de recepción de la instalación provisional.

Si algún trabajador de la empresa contratada provocara daños sobre algún elemento de la instalación, este deberá de ser repuesto por parte de la empresa instaladora.

4.7 MEDIOS AUXILIARES

Se consideraran medios auxiliares, a todos aquellos equipos o maquinas necesarias para la correcta ejecución de la obra, tales como grúas, andamios, camiones basculantes, grupo electrógeno, etc. Todos estos medios auxiliares correrán a cuenta de la empresa contratada sin modificar el precio del presupuesto acordado inicialmente.

4.8 LIBRO DE ÓRDENES

El encargado de la obra dispondrá de un libro de órdenes, donde se recogerán las indicaciones necesarias para la correcta interpretación del proyecto y las contingencias que se produzcan en las obras. El encargado de la obra asumirá la interpretación técnica de las mismas y que, según la ley se deben seguir para mantener un cierto grado de calidad y seguridad mínimas.

4.9 LIBRO DE INCIDENCIAS

El coordinador de seguridad y salud designado por la empresa instaladora, tendrá que disponer de un libro de incidencias, en el cual se anotaran todos los accidentes y sus causas, así como las penalizaciones a los trabajadores por alguna falta en el ámbito de la seguridad y salud.



5. MODIFICACIONES O AMPLIACIÓN DEL PROYECTO POR CAUSAS IMPREVISTAS O DE FUERZA MAYOR

Cuando sea preciso ampliar el proyecto, por motivo imprevisto o por cualquier causa accidental, no se interrumpirán los trabajos, continuándose si técnicamente son posibles, según las instrucciones dadas por el arquitecto en tanto se formula o se tramita el proyecto reformado.



6. DISEÑO

Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este pliego de condiciones.

Se realizará una estimación aproximada de consumo según las necesidades de la instalación.

Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado.

La empresa instaladora podrá elegir el tamaño del generador y de los acumuladores en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar.

El tamaño del generador será como máximo un 20% superior a la potencia requerida para satisfacer la necesidad calculada anteriormente.

Como norma general, la autonomía mínima en sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido.

En caso de que se escoja una autonomía inferior deberá estar convenientemente justificado.

7. COMPONENTES Y MATERIALES

7.1 GENERALIDADES

Todas las instalaciones tienen que cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y la legislación aplicable.

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

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos.

Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

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

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano.

7.2. AEROGENERADOR

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

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la torre y el aerogenerador estarán conectados a una toma de tierra.

De no existir o no estar disponible en el mercado el aerogenerador seleccionado, la sustitución por otro habrá de ser autorizada por la Dirección Facultativa si la hubiere, y en todo caso deberá tener una curva de potencia tal que no nos aumente la energía auxiliar demandada por la instalación. El tipo de energía que produzca deberá ser compatible con el regulador.

7.3 TORRE DE SOPORTE DEL AEROGENERADOR

La torre ha de resistir, las sobrecargas del viento y empujes del aerogenerador, suministrados por el fabricante, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

La estructura deberá permitir facilidad de montaje y desmontaje del aerogenerador y su cableado correspondiente así como su mantenimiento. Asimismo, la estructura deberá ser modular para facilitar su transporte.

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



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

Se ubicará la torre del aerogenerador en un lugar donde no se vea perjudicada la velocidad del viento por turbulencias y sombras por la presencia de obstáculos.

7.4 ZAPATA DE LA TORRE DEL AEROGENERADOR

Las dimensiones de la zapata serán como mínimo las fijadas en el catálogo del fabricante en función de la resistencia del terreno, altura del poste y modelo del aerogenerador.

La zapata ha de resistir las sobre cargas del viento y empujes del aerogenerador, suministrados por el fabricante, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de Edificación (CTE).

El hormigón de la zapata será HM-30/B/40 elaborado en central, según normas EHE.

7.5 REGULADOR DE CARGA EÓLICO

Las tensiones, potencias, deben estar de acuerdo con las del aerogenerador trifásico y demás elementos del resto de la instalación de corriente continua.

El regulador eólico poseerá resistencias internas para disipar la energía generada en exceso.

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga se corregirá por temperatura a razón de $-4 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$ a $-5 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el aerogenerador operando a su máxima potencia. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

Las velocidades del viento de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión – reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión máxima de entrada (V).



- Corriente máxima de entrada (A).
- Tensión nominal de salida (V).
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad de terminales y conexiones de salida en CC.

En su instalación se deberá dejar espacio suficiente para que el aire pueda circular por las rejillas de circulación y no deberá cubrirse por ningún motivo.

El regulador deberá colocarse en un lugar ventilado en posición vertical a una altura de 1,2 metros del suelo, aproximadamente.

Deberá estar alejado al menos 0,5 metros en horizontal sobre las baterías para evitar su contacto con los gases producidas por éstas.

Las baterías y el regulador deberá estar lo más cercano posible al consumo centralizado de energía y lo más cerca posible entre ellos.

La conexión y desconexión se atenderá a las indicaciones del manual de uso, instalación y mantenimiento del fabricante.

No deberá instalarse ningún tipo de protección entre el regulador y el aerogenerador puesto que ocasionaría daños en la instalación, ya que el frenado del aerogenerador se lleva a cabo cortocircuitando las tres llaves.

7.6 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos deberán de satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos fotovoltaicos.

Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

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

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

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreado parcial y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable.

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

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

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

7.7 ESTRUCTURA SOPORTE

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

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

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

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.

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

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

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frio, cumplirán la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

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

7.8 ACUMULADORES DE PLOMO-ACIDO

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-acido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador, no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. Si la capacidad del acumulador elegido es superior a este valor se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobrecargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no será superior al 60%.

Se protegerá especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90% de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80% de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50% a 20°C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería o vaso deberá estar etiquetado al menos con la siguiente información:

- Tensión nominal.
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal.
- Fabricante y número de serie.

7.9 REGULADORES DE CARGA

Las baterías se protegerán contra las sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1%.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros como por ejemplo el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos de la línea de consumo. El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal, para sistemas de menos de 1kW y el 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1kW, incluyendo los terminales.

Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores se justificará en la memoria.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal, para sistemas de menos de 1kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1kW, incluyendo los terminales.

Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga serán distintas de las desconexiones, o bien estarán temporizadas para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal.
- Corriente máxima.
- Fabricante y número de serie.
- Polaridad y conexiones.

7.10 INVERSOR

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija. Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

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

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas.

Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

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

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

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

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío.

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla:

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	$P_{nom} \leq 500$ VA	85%	75%
	$P_{nom} > 500$ VA	90%	85%
Onda no senoidal		90%	85%

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

- Potencia nominal.
- Tensión nominal de entrada.
- Tensión y frecuencia nominales de salida.
- Fabricante y número de serie.
- Polaridad y terminales.

7.11 CARGAS

Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

En ausencia de un procedimiento de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro al margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambiente previstas.
- La lámpara de debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.



- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Se recomienda que no se utilicen cargas de climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superiores a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía.

En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra la inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

7.12 CABLEADO

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán una sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1.5% a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte de continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

7.13 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48V contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

7.14 INSTALACIÓN INTERIOR

7.14.1 Conductores

Los conductores empleados en la instalación interior de la vivienda, tienen que ser flexibles, siendo el aislamiento de estos de poli cloruro de vinilo.

Estos conductores podrán soportar una temperatura máxima de 70°C, y el nivel de aislamiento nunca será inferior a 450/750V.



Los cables flexibles aislados con poli cloruro de vinilo no deben emplearse en aparatos cuyas partes metálicas puedan alcanzar una temperatura superior a 75°C y puedan entrar en contacto con el cable.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual que la fijada para los conductores de fase o polares.

Nunca se utilizará un mismo conductor de protección para distintos circuitos que tengan distintas secciones para conductores de fase o polares.

El cableado usado en el interior de ambas viviendas, será el indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja de Tensión 842/2002, para una vivienda con electrificación básica, según la ITC 25.

7.14.2 Canalizaciones o tubos protectores

Los tubos protectores utilizados en la instalación interior de la vivienda, serán flexibles normales, que se puedan curvar con las manos (tubo PVC anillado), el cuál debe resistir una temperatura mínima de 60°C.

Hasta 5 conductores de sección 1.5mm² se pueden alojar en un tubo de 16mm de diámetro exterior.

Hasta 5 conductores de sección 2.5mm² se pueden alojar en un tubo de 16mm de diámetro exterior.

Hasta 3 conductores de sección 4mm² se pueden alojar en un tubo de 16mm de diámetro exterior. A partir de 3 conductores de 4mm² de sección se utilizarán tubos de 20mm de diámetro exterior.

Hasta 2 conductores de sección 6mm² se pueden alojar en un tubo de 16mm de diámetro exterior.

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores de secciones diferentes a instalar por el mismo tubo, la sección exterior de este será como mínimo, igual a tres veces la sección total ocupada por los conductores.

7.14.3 Cuadro de mando y protección

Los cuadros de mando y protección se situarán en el interior de la vivienda, cumpliendo con lo especificado en la ITC-17 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

7.14.4 Aparatos de protección

Las protecciones eléctricas del interior de la vivienda son las que se contemplan en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la ITC-BT-25, para un grado de electrificación básica.

8. MANTENIMIENTO

8.1 ASPECTOS GENERALES

Una vez realizada la instalación, se debe llegar a un acuerdo de contrato para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo de todos los elementos de la instalación. Es preferible que este contrato de mantenimiento sea con la misma empresa instaladora que ha realizado el proyecto, pero se puede contratar otra empresa externa dedicada a tal fin.

En estos aspectos generales podemos diferenciar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo constará de operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Algunas de las actividades u operaciones que se deben de llevar a cabo son las siguientes:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: Situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructuras soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: Nivel de electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

Por otro lado tenemos el mantenimiento correctivo. Este tipo de mantenimiento es aquel que engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil. Algunas de estas actividades son:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2 del pliego de condiciones del IDEA y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave de la instalación.
- La visita mencionada en el párrafo anterior, se refiere a que el instalador deberá de acudir en un plazo máximo de 48 horas, a la instalación si esta no funcionara, o en una semana si la instalación puede seguir funcionando incluso con esta avería.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

Todas las actividades referidas al mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, deben de realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de una empresa instaladora.

Todas las operaciones de mantenimiento, deben de estar registradas en un libro de mantenimiento.

8.2 MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

8.2.1 Inversores

Algunas de las actividades que se pueden realizar para mantener los inversores, no difiere mucho de las especificaciones generales, siendo algunas de estas actividades a realizar las siguientes:

- De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
- Comprobar que la ventilación de la sala sea la correcta para evitar la acumulación de gases por los acumuladores.
- Asegurarse de que la temperatura es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.
- Comprobar que no exista ninguna alarma de mal funcionamiento de la instalación.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Medición de eficiencia y distorsión armónica.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.

8.2.2 Reguladores

Los reguladores al ser también un sistema electrónico al igual que los inversores, algunas de las tareas a realizar serán las mismas. Dichas operaciones que se llevarán a cabo para mantener el regulador en buen estado durante su vida útil son las siguientes:

- De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
- Comprobar que la ventilación de la sala sea la correcta para evitar la acumulación de gases por los acumuladores.
- Asegurarse de que la temperatura es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.
- Si existiera acumulación de polvo o suciedad, limpiar bien los dispositivos.

8.2.3 Acumuladores

Los acumuladores es el elemento de la instalación solar fotovoltaica que más mantenimiento requiere, debido a su composición química, pudiendo ser muy perjudicial para el resto de dispositivos si no se lleva un buen mantenimiento de estos elementos. Algunas de las actividades que se deben realizar para mantener los acumuladores son las siguientes:

- Control del funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico.
- Inspección visual del nivel de líquido de las baterías.
- Comprobación de las terminales, su conexión y engrase.
- Comprobación de la estanqueidad de la batería.
- Medición de la temperatura dentro de la habitación.
- Comprobación de la ventilación.

8.2.4 Cableado y canalizaciones

Para realizar el plan de mantenimiento del cableado con el fin de su simplificación se estudiará por zonas.

Cuadros de conexión:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión.
- Comprobación visual del buen estado del cuadro o caja de conexión, con el fin de conservar sus propiedades de estanqueidad.
- Inspección visual de las señales de los cables y de las señales de advertencia.

Conexión entre módulos:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión.
- Comprobación visual de que los módulos están conectados correctamente, de acuerdo con el presente proyecto.

Canalizaciones:

- Comprobar el buen estado del conducto o canalización.
- Comprobar que los conductos no estén obstruidos por cuerpos extraños y de ser así, eliminar esta obstrucción.
- Comprobar el buen aislamiento de los cables que circulan por cada uno de ellos.
- Asegurarse de que por cada canalización va el circuito correcto, cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.

8.2.5 Protecciones

Las protecciones son otro de los puntos clave de la instalación, debido a que un fallo en estos elementos puede provocar un daño material o poner en peligro la integridad de los usuarios de la instalación.

Por tanto algunas de las actividades que se deben llevar a cabo para que esto no ocurra son las siguientes:

- Control del buen funcionamiento de los interruptores.
- Inspección visual del buen estado del conexionado.
- Control del funcionamiento y de actuación de los elementos de seguridad y protecciones como fusibles, puestas de tierra e interruptores de seguridad.
- Realización de pruebas en cada uno de los elementos de la instalación solar fotovoltaica, debido a que cada uno de ellos lleva incorporado una serie de protecciones.

8.2.6 Puesta a tierra

Para asegurar una buena circulación de las corrientes de defecto a tierra, debemos de realizar el mantenimiento de esta parte de la instalación. Las actividades para tal fin que se deben realizar son las siguientes:

- Revisión anual en la época en el que el terreno se encuentre más seco.
- Medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Medición de la resistividad del terreno.
- Comprobación de la continuidad de la instalación a tierra.
- Comprobación de todas las masas metálicas a tierra.
- Revisión cada 5 años de los conductores de enlace del electrodo con el punto de puesta a tierra.

8.2.7 Estructura soporte

Comprobar la estructura visualmente con posibles daños o desperfecto causados por la oxidación o por algún agente ambiental.



Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta.

Comprobación de que la orientación de estas estructuras sea la adecuada cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.

Comprobación de que las cimentaciones que sujetan estas estructuras estén en buen estado.

8.2.8 Paneles solares

Con objeto de un rendimiento óptimo de la instalación el buen mantenimiento de los generadores fotovoltaicos es imprescindible. Para tal fin se llevaran a cabo las siguientes acciones:

- Se realizará una inspección visual de la limpieza de estos paneles. En caso de que la acumulación de polvo y suciedad sea elevado, se realizará una limpieza de la superficie.
- Inspección visual de posibles deformaciones, oscilaciones y estado de la conexión a tierra de la carcasa.
- Realización de un apriete de bordes y conexiones y se comprueba el estado de los diodos de protección o antiretorno que evitarán el efecto isla, explicado con anterioridad en la presente memoria.
- Realización de una medición eléctrica para comprobar el rendimiento de los paneles.
- Inspección visual de posibles degradaciones, indicios de corrosión en las estructuras y apriete de los tornillos.

9. GARANTÍA

9.1 ÁMBITO GENERAL

Así pues sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquier de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

9.2 PLAZOS

Se garantizará el buen funcionamiento de la instalación durante 3 años para todos los materiales utilizados y para el montaje.

Con respecto de la garantía de los módulos solares, ATERSA ofrece una garantía de los mismos de 10 años. Con respecto a garantizar la potencia de los módulos fotovoltaicos, se asegura un funcionamiento de 10 años al 90% y 25 años al 80%.

Si hubiera que interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

9.3 CONDICIONES ECONÓMICAS

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación, podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones.

Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

9.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.



9.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador.

Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

6. ESTADO DE MEDICIONES

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



Documento 6: ESTADO DE MEDICIONES

1. ESTADO DE MEDICIONES DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA	205
---	-----



1. ESTADO DE MEDICIONES DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA

Código	Descripción	Medición	Ud.
1.1 Sistema de control de la instalación eléctrica			
1.1	Controlador del generador VE.net VICTRON E.	1	Ud.
1.2	Controlador de la batería VE.net VICTRON E.	1	Ud.
1.3	Panel Interface de usuario VE.net VICTRON E.	1	Ud.
1.4	Cable de datos (RJ45) de 3 m.	4	Ud.
1.2 Sistema eólico			
2.1	Aerogenerado Bornay 1500, potencia nominal 1500 W, 48 V trifásico, diámetro palas 2,66 m y peso de 41 Kg.	1	Ud.
2.2	Torre de suspensión del aerogenerador, P400 – 13 m.	1	Ud.
2.3	Pletina fijación aerogenerador – torre.	1	Ud.
2.4	Cimentación de la torre de suspensión, incluida zanja, movimiento de tierras y nivelación del terreno.	1	Ud.
2.5	Circuito CC GE-RE, compuesto por tres conductores de cobre unipolar 1x10 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	24	m.
2.6	Regulador eólico digital Bornay 1500 48 V	1	Ud.
2.7	Circuito CC RE-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2,5	m.
1.3 Sistema fotovoltaico			
3.1	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Atersa A-315M, de 315 W de potencia nominal.	6	Ud.
3.2	Estructura soporte inclinada sobre cubierta, para 2 módulos de hasta 320 W, incluido p.p. accesorios de montaje.	3	Ud.
3.3	Circuito CC GFV-RFV, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	10	m.
3.4	Regulador Blue Solar 35A -12/24/48V-MPPT 35-150, de Victron Energy.	1	Ud.
3.5	Circuito CC RFV-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2,5	m.
1.4 Toma tierra partes metálicas			
4.1	Pica de puesta a tierra de acero galvanizado con Ø 25 mm y 2000 mm de longitud.	1	Ud.
4.2	Conductor de cobre desnudo 35 mm ² para la puesta a tierra.	42	m
4.3	Grapa toma de tierra Ø 25 mm, pequeño material y piezas.	1	Ud.
1.5 Sistema de generación auxiliar			
5.1	Generador auxiliar de gasolina GUARDIAN SC-6, de la marca Gengy, con una potencia nominal de 6 kVA.	1	Ud.
5.2	Circuito CA GEL- INV, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx6 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de	6	m.



		registro y accesorios de montaje.		
1.6 Sistema de acumulación – caja de fusibles de la instalación				
	6.1	Acumulador SunLight Cell 2V 11 RES OPzS 2285, de la marca TE-CHNOSUN, C120 2286 Ah.	24	Ud.
	6.2	Bancada OPzS 550 12 V.	4	Ud.
	6.3	Circuito CC BAT-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x50 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 50 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2	m.
	6.4	Caja de conexionado porta fusibles.	1	Ud.
	6.5	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 50 A.	2	Ud.
	6.6	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 80 A.	1	Ud.
	6.7	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 160 A.	1	Ud.
	6.8	Bas portafusible NH1	4	Ud.
1.7 Sistema inversor / cargador – circuito CGBT				
	7.1	Circuito CA PFU-INV, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx16 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2,5	m.
	7.2	Inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35 de Victron Energy, con una potencia nominal de 3000 vA.	2	Ud.
	7.3	Circuito CA INV-CGE, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx16 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	8	m.
1.8 Maquinaria auxiliar				
	8.1	Transporte de material, incluido carga y descarga	2	h.
1.9 Mano de obra				
	9.1	Oficial 1ª electricista	12	h.
	9.2	Oficial 2ª electricista	12	h.
	9.3	Operario	4	h.

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

7. PRESUPUESTO

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



Documento 7: PRESUPUESTO

<u>1. CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS</u>	<u>209</u>
<u>2. PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL.....</u>	<u>211</u>
<u>3. PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA</u>	<u>213</u>
<u>4. PRESUPUESTO GENERAL.....</u>	<u>215</u>

1. CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS

Código	Descripción	Precio (€)	Ud.
1 Sistema de control de la instalación eléctrica			
1.1	Controlador del generador VE.net VICTRON E.	592	Ud.
1.2	Controlador de la batería VE.net VICTRON E.	202	Ud.
1.3	Panel Interface de usuario VE.net VICTRON E.	255	Ud.
1.4	Cable de datos (RJ45) de 3 m.	17	Ud.
2 Sistema eólico			
2.1	Aerogenerador Bornay 1500, potencia nominal 1500 W, 48 V trifásico, diámetro palas 2,66 m y peso de 41 Kg.	3395	Ud.
2.2	Torre de suspensión del aerogenerador, P400 – 13 m.	1300	Ud.
2.3	Pletina fijación aerogenerador – torre.	285	Ud.
2.4	Cimentación de la torre de suspensión, incluida zanja, movimiento de tierras y nivelación del terreno.	640	Ud.
2.5	Circuito CC GE-RE, compuesto por tres conductores de cobre unipolar 1x10 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	5,86	m.
2.6	Regulador eólico digital Bornay 1500 48 V	720	Ud.
2.7	Circuito CC RE-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	8,74	m.
3 Sistema fotovoltaico			
3.1	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Atersa A-315M, de 315 W de potencia nominal.	432	Ud.
3.2	Estructura soporte de aluminio inclinada sobre cubierta, para 2 módulos, incluido p.p. accesorios de montaje.	196	Ud.
3.3	Circuito CC GFV-RFV, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	8,74	m.
3.4	Regulador Blue Solar 35A -12/24/48V-MPPT 35-150, de Victron Energy.	330	Ud.
3.5	Circuito CC RFV-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	8,74	m.
4 Toma tierra partes metálicas aerogenerador + módulos			
4.1	Pica de puesta a tierra de acero galvanizado con Ø 25 mm y 2000 mm de longitud.	29,05	Ud.
4.2	Conductor de cobre desnudo 35 mm ² para la puesta a tierra.	3,68	m.
4.3	Grapa toma de tierra Ø 25 mm, pequeño material y piezas.	3,60	Ud.
5 Sistema de generación auxiliar			
5.1	Generador auxiliar de gasolina GUARDIAN SC-6, de la marca Genergy, con una potencia nominal de 6 kVA.	1105	Ud.
5.2	Circuito CA GEL- INV, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx6 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV,	11,55	m.



		bajo tubo PVC \varnothing 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.		
6 Sistema de acumulación - caja de fusibles de la instalación				
	6.1	Acumulador SunLight Cell 2V 11 RES OPzS 2285, de la marca TE-CHNOSUN, C120 2286 Ah.	544	Ud.
	6.2	Bancada OPzS 550 12 V.	150	Ud.
	6.3	Circuito CC BAT-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x50 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC \varnothing 50 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	23,54	m.
	6.4	Caja de conexionado porta fusibles.	449	Ud.
	6.5	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 50 A.	19	Ud.
	6.6	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 80 A.	29	Ud.
	6.7	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 160 A.	39	Ud.
	6.8	Base portafusible NH1	19	Ud.
7 Sistema inversor/cargador – circuito CGBT				
	7.1	Circuito CC PFU-INV, compuesto por tres conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC \varnothing 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	8,74	m.
	7.2	Inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35 de Victron Energy, con una potencia nominal de 3000 vA.	1616	Ud.
	7.3	Circuito CA INV-CGE, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx16 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC \varnothing 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	20,31	m.
8 Maquinaria auxiliar				
	8.1	Transporte de material, incluido carga descarga.	128	h.
9 Mano de obra				
	9.1	Oficial 1ª electricista	19,90	h.
	9.2	Oficial 2ª electricista	16,90	h.
	9.3	Operario	14,00	h.



2. PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL

Código	Descripción	Precio (€)	Medición	Total (€)
1 Sistema de control de la instalación eléctrica				
1.1	Controlador del generador VE.net VICTRON E.	1	592	592
1.2	Controlador de la batería VE.net VICTRON E.	1	202	202
1.3	Panel Interface de usuario VE.net VICTRON E.	1	255	255
1.4	Cable de datos (RJ45) de 3 m.	4	17	65
Total (€)				1014
2 Sistema eólico				
2.1	Aerogenerador Bornay 1500, potencia nominal 1500 W, 48 V trifásico, diámetro palas 2,66 m y peso de 41 Kg.	1	3395	3395
2.2	Torre de suspensión aerogenerador, P400 – 13 m.	1	1300	1300
2.3	Pletina fijación aerogenerador – torre.	1	285	285
2.4	Cimentación de la torre de suspensión, incluida zanja, movimiento de tierras y nivelación del terreno.	1	640	640
2.5	Circuito CC GE-RE, compuesto por tres conductores de cobre unipolar 1x10 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	24	5,86	140,64
2.6	Regulador eólico digital Bornay 1500 48 V	1	720	720
2.7	Circuito CC RE-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2,5	8,74	21,85
Total (€)				6502,49
3 Sistema fotovoltaico				
3.1	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Atersa A-315M, de 315 W de potencia nominal.	6	432	2592
3.2	Estructura soporte inclinada sobre cubierta, para 2 módulos de hasta 320 W, incluido p.p. accesorios de montaje.	3	196	588
3.3	Circuito CC GFV-RFV, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	10	8,74	87,4
3.4	Regulador Blue Solar 35A -12/24/48V-MPPT 35-150, de Victron Energy.	1	330	330
3.5	Circuito CC RFV-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x16 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2,5	8,74	21.85
Total (€)				3619,25



4		Toma tierra partes metálicas			
	4.1	Pica de puesta a tierra de acero galvanizado con \varnothing 25 mm y 2000 mm de longitud.	1	29,05	29,05
	4.2	Conductor de cobre desnudo 35 mm ² para la puesta a tierra.	42	3,68	154,56
	4.3	Grapa toma de tierra \varnothing 25 mm, pequeño material y piezas.	1	3,60	3,60
Total (€)					187,21
5		Sistema de generación auxiliar			
	5.1	Generador auxiliar de gasolina GUARDIAN SC-6, de la marca Gengery, con una potencia nominal de 6 kVA.	1	1105	1105
	5.2	Circuito CA GEL- INV, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx6 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC \varnothing 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	6	11,55	69,3
Total (€)					1174,30
6		Sistema de acumulación - caja de fusibles de la instalación			
	6.1	Acumulador SunLight Cell 2V 11 RES OPzS 2285, de la marca TECHNOSUN, C120 2286 Ah.	24	544	13056
	6.2	Bancada OPzS 550 12 V.	4	150	600
	6.3	Circuito CC BAT-PFU, compuesto por dos conductores de cobre unipolar 1x50 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC \varnothing 50 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2	24	48
	6.4	Caja de conexionado porta fusibles.	1	449	449
	6.5	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 50 A.	2	19	38
	6.6	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 80 A.	1	29	29
	6.7	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 160 A.	1	39	39
	6.8	Bas portafusible NH1	4	19	76
Total (€)					14335
7		Sistema inversor/cargador – circuito CGBT			
	7.1	Circuito CA PFU-INV, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx16 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC \varnothing 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	2,5	8,74	21,85
	7.2	Inversor – cargador MultiPlus 48/3000/35 de Victron Energy, con una potencia nominal de 3000 vA.	2	1616	3232
	7.3	Circuito CA INV-CGE, compuesto por tres conductores de cobre tripolar 3Gx16 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC \varnothing 25 mm, incluido p.p. regletas, ángulos, cajas de registro y accesorios de montaje.	8	20,31	162,48
Total (€)					3416,33

8	Maquinaria auxiliar				
	8.1	Transporte de material, incluido carga y descarga	2	128	256
Total (€)					256
9	Mano de obra				
	9.1	Oficial 1ª electricista	12	19,90	238,80
	9.2	Oficial 2ª electricista	12	16,90	202,80
	9.3	Operario	4	14,00	56
Total (€)					497,60
Total presupuesto ejecución material (€)					31002,18

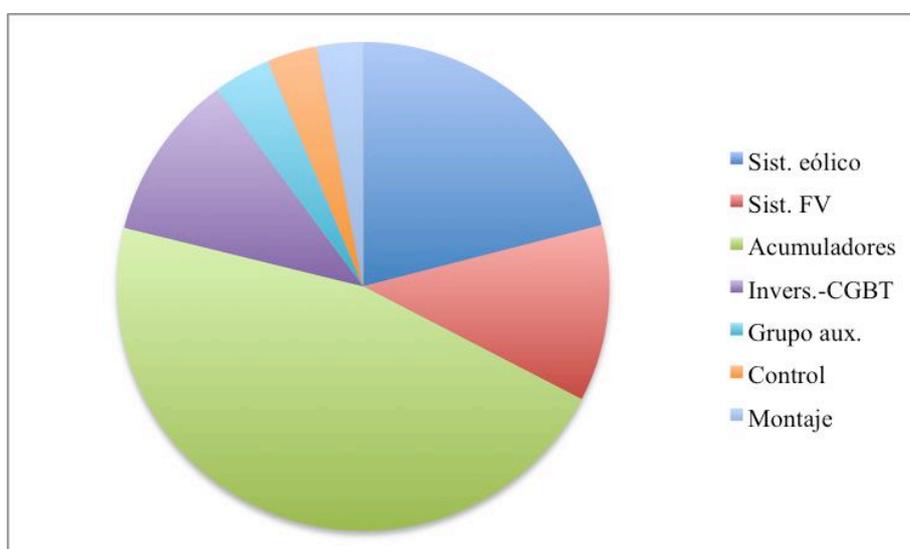


Figura 7.1 Porcentaje de costes por capítulo

Concepto	Importe (€)	Porcentaje
Sistema de control de la instalación eléctrica	1014	3.27%
Sistema eólico	6502,49	20.97%
Sistema fotovoltaico	3619,25	11.67%
Toma tierra partes metálicas	187,21	0.60%
Sistema de generación auxiliar	1174,30	3.79%
Sistema de acumulación	14335	46.24%
Sistema inversor/cargador – circuito CGBT	3416,33	11.02%
Maquinaria auxiliar	256	0.83%
Mano de obra	497,60	1.61%
Total presupuesto ejecución material (€)	31002,18	100%

Tabla 7.1 Porcentaje presupuesto ejecución por contrata

3. PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA



Código	Descripción	Total (€)
1	Sistema de control de la instalación eléctrica	1014
2	Sistema eólico	6502,49
3	Sistema fotovoltaico	3619,25
4	Toma tierra partes metálicas	187,21
5	Sistema de generación auxiliar	1174,30
6	Sistema de acumulación - caja de fusibles de la instalación	14335
7	Sistema inversor/cargador – circuito CGBT	3416,33
8	Maquinaria auxiliar	256
9	Mano de obra	497,60
Total presupuesto ejecución material (€)		31002,18
Gastos generales (13 %)		4030,28
Beneficio industrial (6 %)		1860,13
Total parcial (€)		36892,59
IVA (21 %)		7747,44
Total presupuesto ejecución por contrata (€)		44640,03



4. PRESUPUESTO GENERAL

PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA	
Presupuesto ejecución material	31002,18
Gastos generales (13 %)	4030,28
Beneficio industrial (6 %)	1860,13
Total parcial (€)	36892,59
IVA (21 %)	7747,44
Total presupuesto ejecución por contrata (€)	44640,03
PRESUPUESTO FACULTATIVO	
Redacción del proyecto, asistencia facultativa (6 % ejecución por contrata)	2678,40
IVA (21 %)	562,46
Total presupuesto facultativo (€)	3240,86
PRESUPUESTO GENERAL	
Presupuesto ejecución por contrata	44640,03
Presupuesto facultativo	3240,86
Total presupuesto general (€)	47880,89

El presupuesto general, asciende a la cantidad de CUARENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS OCHENTA EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (47880,89 €).

En Donostia – San Sebastián, a 4 de julio de 2015.

Fdo.: El autor del TFG
D. Jabier ZABALETA MIGUEL

DONOSTIAKO ESKOLA POLITEKNIKOA
ESCUELA POLITÉCNICA DE DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN

GRADU AMAIERAKO LANA/TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en	INGENIERIA ELECTRICA	Gradua
Fecha	04/07/2015	Data

PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE UNA VIVIENDA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

8. ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Ikaslearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del alumno/a:

D. Jabier ZABALETA MIGUEL

Zuzendariaren izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del director/a:

Dr. Juan José UGARTEMENDIA DE LA IGLESIA

Zuzendarikidearen izen eta abizenak/ Nombre y apellidos del codirector/a:



Documento 8: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

1. ESTUDIO AMBIENTAL	218
1.1 INTRODUCCIÓN	218
1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	218
1.3 DESCRIPCIÓN DEL MEDIO	218
1.3.1 Medio físico	218
1.3.2 Medio biológico	219
1.3.3 Medio socioeconómico.....	219
1.4 DEFINICIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES E IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS.....	219
1.4.1 Impactos relacionados con la ejecución de las obras.....	219
1.4.2 Impactos derivados de la explotación de la instalación	220
1.5 VALORACIÓN AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA.....	221
1.5.1 Valoración de impactos	221
1.5.2 Emisiones evitadas por el uso de sistemas híbridos	222
1.6 CONCLUSIONES	223
2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	224
2.1 OBJETO	224
2.2 EMPRESA REALIZADORA.....	224
2.2.1 Características de la Instalación	224
2.2.2 Riesgos.....	225
2.2.3 Prevención de riesgos profesionales	225
2.3 PLIEGO DE CONDICIONES	226
2.3.1 Normativa aplicable.....	226
2.3.2 Funciones y obligaciones del personal.	227
2.3.3 Libro de incidencias.....	227
2.3.4 Paro de los trabajadores	228
2.3.5 Derechos de los trabajadores	228
2.3.6 Disposiciones mínimas de seguridad y salud que se deben aplicar en las obras.....	228



1. ESTUDIO AMBIENTAL

1.1 INTRODUCCIÓN

Tanto la energía mini eólica como la energía solar fotovoltaica, como fuentes renovables, representan una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medio ambiente que cualquier otra energía convencional.

Se trata de una energía limpia, renovable, que no consume recursos limitados y que aún tiene una gran potencialidad por desarrollar; por ello, estas ventajas son las que impulsan a apostar por este tipo de instalaciones.

El impacto principal, como veremos más adelante, se produce en la fase de producción del generador eólico y de los módulos fotovoltaicos.

En el caso de los paneles solares, el mayor impacto se produce en la fase de extracción de la materia prima, el silicio, que a pesar de ser uno de los materiales más abundantes de la tierra se precisan grandes cantidades de energía para su transformación.

Durante la fase de explotación el principal impacto es el efecto visual aunque es posible atenuar mediante la integración en el paisaje o los edificios, y en el caso del aerogenerador, el ruido y la posible afectación a las aves del lugar.

1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

La finalidad del Estudio Ambiental es:

- Definir y valorar, desde un punto de vista ambiental, el entorno de la instalación entendiendo ésta como el espacio físico, biológico y humano en el que se inserta y que es susceptible de ser alterado por el mismo.
- Prever la naturaleza y magnitud de los efectos que origina la instalación y puesta en servicio del sistema híbrido.
- Establecer las medidas correctoras, técnicamente factibles y económicamente viables, que permitan minimizar los impactos ambientales negativos previsibles, y determinar los impactos residuales después de la aplicación de las mismas.
- Todo ello en cumplimiento de Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL MEDIO

1.3.1 Medio físico

Climatología

El Centro Canino Berquier (Añorbe), se ubica en la Zona Media Navarra, y se considera que su clima es de transición continental a mediterráneo templado, con una pluviosidad media de 450 a 750 mm, y unas temperaturas medias entre 12,5 y 14°C.

Geomorfología

La Zona Media Navarra, está formada por somontanos o llanuras, generalmente pequeñas, adosadas a montañas de dirección sur-este valles y se encuentra dividida en dos por el río Arga.



Hidrología

Añorbe se encuadra en la cuenca hidrográfica del río Arga, aunque en el entorno no hay cauces fluviales de entidad.

Edafología

Gran parte de la Zona Media Navarra comprende territorios de suelos fértiles, dedicados al cultivo del cereal y en menor medida, a la viña.

1.3.2 Medio biológico

Vegetación

Como zona de transición entre la Montaña y la Ribera, las especies vegetales características son pinos, encinas, carrascas y quejigos.

Fauna

Con la reducción de los hábitats debido a la acción antrópica del hombre, condiciona una mayor abundancia especies de pequeño tamaño de mamíferos y aves, principalmente.

Entre los mamíferos, destaca el conejo, la liebre, el zorro y el jabalí. Entre las aves, podemos encontrar, garzas, fochas, ánades, halcones peregrinos y avutardas.

1.3.3 Medio socioeconómico

Características poblacionales

La Zona Media Navarra presenta una baja densidad de población, dispersa en poblaciones como las de Añorbe o Artajona (las más cercanas a Centro Canino Berquier), con unos 550 y 1700 habitantes respectivamente, con una alto grado de envejecimiento, ya que la población activa apenas supera el tercio de la población total en la comarca.

Sistema económico

Tradicionalmente, la economía del entorno del Centro Canino Berquier, ha sido fundamentalmente agrícola, aunque hoy día una parte importante de la población trabaja en actividades industriales desplazándose a las grandes poblaciones del entorno.

1.4 DEFINICIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES E IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

1.4.1 Impactos relacionados con la ejecución de las obras

En este capítulo se procede a identificar y caracterizar de forma exhaustiva los impactos que las obras proyectadas pueden causar sobre el medio descrito en los epígrafes anteriores. Las obras de ejecución se pueden resumir en las siguientes:



- La instalación del aerogenerador, con excavación para la zapata de sustentación de la torre, y canalizaciones subterráneas y aéreas eléctricas necesarias.
- La instalación de los paneles.

A continuación, enumeramos estos impactos para las fases anteriores:

Suelo

El suelo de la parcela se va a ver levemente afectado por las excavaciones realizadas para la cimentación de la estructura soporte del aerogenerador y la zanja para la canalización eléctrica hasta el edificio principal. Afectación baja.

Ruido

La maquinaria de excavación generará unos altos niveles sonoros, si bien esta alteración será exclusivamente temporal, limitándose a lo que duren las obras. Afectación baja.

Emisión de gases

Durante la fase de construcción se provoca un aumento de polvo y gases con la llegada de la maquinaria pero sería en situaciones puntuales. Afectación muy baja.

Flora y fauna

La afectación de la flora y fauna se considera muy baja.

Paisaje

El impacto visual y paisajístico se verá condicionado por la altura de las estructuras soporte.

Sin embargo, la poca entidad de la instalación hace que su presencia se integre como una más de las instalaciones existentes en la zona, como por ejemplo el parque eólico existente en cercanías, sin que focalice la visión del paisaje ni varíe mínimamente las características actuales del este. Se considera que la afectación del paisaje es baja.

Medio socioeconómico

La instalación del sistema híbrido genera en la zona la creación de trabajo durante el montaje de la instalación, así como durante su vida por el requerimiento de un pequeño mantenimiento.

1.4.2 Impactos derivados de la explotación de la instalación

Ruidos

- Aerogenerador: La actividad del aerogenerador genera ruido, aunque se considera que su impacto es bajo.
- Módulos fotovoltaicos: La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso.
- Inversores: Trabajan a alta frecuencia, no audible por el oído humano.

El impacto de los ruidos se puede considerar bajo.



Emisiones gaseosas a la atmósfera

La forma de generar de un sistema híbrido, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, salvo en los momentos puntuales en los que se ponga en marcha el grupo electrógeno de apoyo.

Por lo tanto, se provoca un efecto positivo sobre el aire de la zona donde se ubica la instalación, que consiste en el ahorro de emisiones de CO₂ a la atmósfera, respecto a lo que hubiera producido con energía eléctrica convencional. La afectación por emisiones a la atmósfera se considera muy bajo.

Flora y fauna

La instalación apenas afecta a la flora de la parcela del Centro Canino Berquier, consistente en arbolado autóctono de baja altura y matorral.

La fauna terrestre no se ve afectada, aunque las aves que vuelen en cercanías pueden verse afectadas por las palas del aerogenerador. El impacto a la flora ya fauna se considera muy bajo.

1.5 VALORACIÓN AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA

1.5.1 Valoración de impactos

Después de esta valoración vamos a valorar de modo general cual es el impacto que ocasiona la instalación del sistema en el medio, para ello inicialmente se describen algunas palabras clave que nos servirán para realizar la identificación y valoración de impactos.

Se distingue para cada acción definida:

El Carácter Genérico: Calificándose como beneficioso o adverso en referencia al estado previo de la actuación.

El Tipo de Acción: Directa si el efecto se manifiesta de inmediato o indirecta cuando el efecto se deba a interdependencias.

Sinergia: Cuando el efecto directo de la acción se multiplica al combinarse con los producidos por otras acciones derivadas de la ejecución del proyecto.

Características en el Tiempo: Si la alteración se produce en un plazo limitado será temporal, si permanece indefinidamente será permanente.

Características espaciales: Si los efectos se manifiestan en el mismo lugar en el que se realiza la acción, se considera localizado. Si se manifiestan fuera de donde tienen lugar las acciones, independientemente de la superficie que resulte afectada se considerará extensivo.

Cuenca espacial: Si los efectos se perciben en el mismo lugar en el que se realiza la acción se considera próximo, si se perciben a distancia de donde tienen lugar las acciones, independientemente de la superficie que resulte afectada se considerará alejado.

Reversibilidad: Si de modo natural existe la posibilidad de retornar a la situación original será el impacto reversible, en caso contrario será irreversible.

Probabilidad: La probabilidad de que ocurran los efectos derivados de las acciones se clasifican en segura, alta, media y baja.

Grado de protección exigida: En el caso de existir recursos o elementos protegidos o a proteger se especifica el nivel de protección y que medidas conlleva su protección total o parcial.

Recuperabilidad: Cuando existe la posibilidad de recuperar unas condiciones similares a las originales se considera recuperable (total o parcialmente). En caso contrario se considera irrecuperable. El hecho de que el impacto sea recuperable no implica que se vayan a llevar a cabo la recuperación, dependiendo esto de la magnitud del impacto.

Medidas correctoras: Se describen y cuantifican las medidas a tomar para corregir o recuperar los efectos del impacto.

Magnitud: Se resume la valoración del efecto de la acción. Se clasifican en:

- Compatible: cuando el impacto es positivo o en caso contrario la recuperación es inmediata.
- Moderado: Cuando se recuperan las condiciones originales a medio plazo sin necesidad de medidas correctoras. Cuando la probabilidad de que se ocasionen impactos irreversibles pero recuperables es baja.
- Severo: Cuando son necesarias la aplicación de medidas que corrijan total o parcialmente los efectos del impacto. Cuando hay una probabilidad alta o media de que se originen impactos irreversibles y recuperables.
- Crítico: Cuando las pérdidas de condiciones originales superan el umbral admisible y no son recuperables o bien cuando la probabilidad de que esto ocurra sea media o alta.

Por lo tanto, definimos el impacto visual que genera la instalación de nuestro sistema híbrido en función de las definiciones que acabamos de ver al inicio de este apartado:

- Carácter Genérico: Adverso.
- Tipo de Acción: Directa.
- Sinergia: No hay.
- Características en el Tiempo: Permanente.
- Características espaciales: Localizado.
- Cuenca espacial: Próximo.
- Reversibilidad: Irreversible.
- Probabilidad: Segura.
- Grado de protección exigida: No se precisa.
- Recuperabilidad: Recuperable totalmente.
- Medidas correctoras: No se precisan.
- Magnitud: Moderado.

1.5.2 Emisiones evitadas por el uso de sistemas híbridos

Todos los kWh que se generan con un sistema híbrido se corresponden con un ahorro de energía equivalente, generada con otras fuentes de energía, con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que generalmente conlleva una reducción de emisiones.

Como sabemos el CO₂ es uno de los principales gases que intervienen el efecto invernadero. La concentración atmosférica de CO₂ en la actualidad alcanza unas 375 partes por millón, es por esta razón que cualquier reducción de emisiones del mismo comporta beneficios ambientales muy significativos.

Para calcular el ahorro de CO₂ que se obtiene gracias a la generación de kWh de un sistema híbrido, podemos utilizar la emisión media por unidad de kW eléctrica generada en España, que se estima en 0,464 Kg de CO₂ por kWh eléctrico generado.

Trasladando esa equivalencia al consumo anual de nuestra instalación, que es de 5670 kWh, el ahorro es $0,464 \times 5670 = 2630,88$ kg de CO₂.



1.6 CONCLUSIONES

Desde el punto de vista económico, las instalaciones híbridas eólicas fotovoltaicas se están implantando por consideraciones ecológicas y económicas.

El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como en el balance energético.

El tiempo de recuperación energética (2 – 3 años) es significativamente menor que la vida útil del sistema (25 años) y la energía producida es de 9 a 17 veces superior a la invertida.

Asimismo, la dimensión del sistema instalado no requiere medidas correctoras, únicamente durante la ejecución de las obras se deberá controlar periódicamente que las medidas protectoras se están llevando a cabo sobre todo hacer hincapié en las de factor humano y vertidos.

Al finalizar la vida útil de la instalación se cumplirá con el proyecto de desmantelamiento y los diferentes elementos se reciclarán debidamente según lo dispuesto en dicho proyecto.



2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

2.1 OBJETO

El objeto de este Estudio Básico de Seguridad y Salud establece, durante la realización de esta instalación, las previsiones con respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de trabajos profesionales, así como las instrucciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Servirá para dar unas directrices básicas a los responsables de ejecutar las obras, para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, bajo el control de la Dirección Facultativa o nombrando a un coordinador en materia de Seguridad y Salud, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre por/para lo que se implanta la obligatoriedad de la inclusión del mencionado Estudio Básico de Seguridad y Salud a todos los proyectos de edificación y obras públicas o privadas, así como instalaciones.

2.2 EMPRESA REALIZADORA

La instalación se llevará a cabo por cuenta de la empresa titular de la actividad, quien a su vez, encargará los trabajos a realizar, a una empresa especializada y autorizada por los organismos competentes este tipo de instalaciones.

2.2.1 Características de la Instalación

Descripción de la instalación

La instalación a realizar, será la necesaria, para el correcto funcionamiento de los elementos del Centro Canino Berquier, así como de otros servicios que sean necesarios a ese respecto.

Plazo de ejecución

El plazo de ejecución será de un máximo de 38 días.

Interferencias y servicios afectados

No están previstas interferencias en el desarrollo del trabajo, solamente se harán de forma simultánea algunos trabajos de la construcción propios de las dependencias que se quieren habilitar a la actividad.

Programación prevista

- Marcaje de la ubicación de los elementos a instalar.
- Marcaje e instalación de canalizaciones.
- Montaje de cuadros de distribución y conexión de las líneas en éstos.
- Conexión de receptores.

Pruebas finales, receptores instalados.



2.2.2 Riesgos

Riesgos profesionales

Los riesgos profesionales a que están expuestos los trabajadores normalmente serán motivados por acciones fortuitas, descuidos, o mal uso, tanto de herramientas necesarias, como de las medidas normales de prudencia, en cualquier tipo de trabajo.

Los trabajos normales a realizar, serán los propios de cualquier instalación eléctrica: distribución, marcado y ejecución de líneas, así como complementos de las mismas, como cajas de registro, perforación en paredes, manejo de canalizaciones, etc.

Para realizar estos trabajos, se dispondrá de andamios móviles, de tipo desmontable y dotado de ruedas para su desplazamiento, con el objetivo de poder llegar a la altura necesaria, para el trazado y montaje de las líneas.

Los riesgos más frecuentes pueden ser:

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de escalera móvil.
- Caída de andamio móvil.
- Caída de objetos, en su manipulación (materiales o herramientas).
- Cortes, golpes o pinchazos por objetos o herramientas.
- Fatiga postural.
- Exposición a contactos eléctricos.
- Electrocutión Incendios y explosiones.

Riesgos de daños a terceros

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de objetos.
- Incendios y explosiones

2.2.3 Prevención de riesgos profesionales

Protecciones individuales

Protección de la cabeza:

- Cascos, para todas las personas que participen en la obra, incluido visitantes.
- Gafas contra impactos y anti polos.

Protección del cuerpo:

- Ranas y jerséis. Se tendrán en cuenta las reposiciones a lo largo de la obra, según Convenio Colectivo Provincial.

Protección de extremidades superiores:

- Guantes de cuero y anti cortes, para el uso de materiales y objetos.
- Guantes dieléctricos para su uso en Baja Tensión.

Protección de extremidades inferiores:

- Botas de seguridad clase III.



Protecciones colectivas

Señalización en general:

- Obligatorio el uso de casco, gafas, protectores auditivos, botas y guantes.
- Riesgo eléctrico, caída de objetos, caída a diferente nivel, cargas suspendidas, incendio y explosiones.
- Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, prohibido encender fuego, prohibido fumar.
- Señal informativa, de localización del botiquín y de los extintores.

Instalación eléctrica:

- Conductores de protección y pica o placa de puesta en el suelo.
- Interruptores diferenciales de 30mA, para alumbrado y 300mA, a la fuerza.

Protección contra incendios:

- Se instalarán extintor de eficacia 21^a 133 B, de 6 Kg.

Letrero indicativo del riesgo, incluyendo soporte:

- Extinción de incendios.
- Protección Instalación eléctrica.
- Instalaciones de higiene y bienestar.
- Medicina preventiva y primeros auxilios.

Se dispondrá de las instalaciones de la propia actividad, ya que se dispone de las protecciones eléctricas mencionadas anteriormente, así como extintores, lavabos, etc.

Formación

Se impartirá formación en materia de seguridad e higiene al trabajo al personal.

Medicina preventiva y Primeros auxilios

Botiquines:

- Se dispondrá de un botiquín, que contendrá el material especificado a la 'Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo'.

Asistencia de accidentados:

- Se tendrá que informar del emplazamiento de los diferentes centros médicos (servicios propios, Mutua patronal, Mutuas laborales, ambulatorios, etc.), a donde trasladar los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

2.3 PLIEGO DE CONDICIONES

2.3.1 Normativa aplicable

Ordenanza del trabajador para las industrias de la construcción, vidrio y cerámica.
Normas para la iluminación de los centros de trabajo.

Modelo del libro de incidencias correspondiente en las obras en que sea necesario un estudio obligatorio de seguridad e higiene.



Prevención de Riesgos Laborales.

Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud referentes a la utilización de los equipos de protección individuales para los trabajadores.

Disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud referentes a la utilización de los equipos de trabajo para los trabajadores.

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

2.3.2 Funciones y obligaciones del personal.

Promotor

El promotor tendrá que realizar un aviso a la autoridad laboral competente desde el inicio de las obras.

Coordinadores en materia de seguridad y salud

La designación de los coordinadores en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra puede recaer en la misma persona.

El coordinador en seguridad y salud tendrá que desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que el personal actúa aplicando de forma coherente las acciones preventivas.
- Adoptar las medidas necesarias para que sólo el personal autorizado acceda a la obra.

Obligaciones de los contratistas y subcontratistas

Los contratistas y subcontratistas están obligados a:

Aplicar los principios de la acción preventiva de acuerdo con el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales.

Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que se tienen que adoptar en lo que se refiere a seguridad y salud.

Obligaciones de los trabajadores. Los trabajadores autónomos están obligados entre otros aspectos a:

- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del R.D. 1627/1997.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten al estipulado en el R.D. 1215/1997.
- Escoger y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el R.D. 773/1997.
- Ajustarse a las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud.

2.3.3 Libro de incidencias

En cada centro de trabajo existirá con fin de control y seguimiento del plan de seguridad y salud, un libro de incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el



colegio profesional en que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan de seguridad y salud.

Tendrán acceso a este libro: la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas que intervengan, los representantes de los trabajadores y los técnicos de las Administraciones Públicas competentes en esta materia.

Una vez efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador estará obligado a dar una copia en un tiempo límite de 24 h a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en la cual se lleve a cabo la obra, a los contratistas y a los representantes de los trabajadores.

2.3.4 Paro de los trabajadores

Cuando el coordinador durante la ejecución de las obras, observe el incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, tendrá que advertir al contratista y dejará constancia de tal falta en el libro de incidencias, quedando facultad para (en circunstancias de riesgo grave o inminente), disponer el paro temporal de las tareas o de la totalidad de la obra.

Se informará de las faltas a efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realice la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso en los subcontratistas y/o autónomos afectados por el paro en los representados de los trabajadores.

2.3.5 Derechos de los trabajadores

Los contratistas y subcontratistas tendrán que garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que se tengan que adoptar en lo que se refiere a seguridad y salud en la obra.

Además, una copia del plan de seguridad y salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

2.3.6 Disposiciones mínimas de seguridad y salud que se deben aplicar en las obras

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del R.D. 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.