

# Trabajo Fin de Grado

Estudio de aporte con energías renovables de  
un bombeo para suministro de agua potable en  
La Muela

Research of contribution with renewable energies of  
a pumping for drinking water supply in La Muela

Autor

**Daniel Guiu Pérez**

Director

**Joaquín Royo Gracia**



## Objetivo

Con el presente estudio realizado para FCC Aqualia, se pretende analizar la viabilidad de utilizar diversos métodos de energías renovables, con el fin de reducir la factura eléctrica de las instalaciones del bombeo de agua de La Muela. Para ello se van a estudiar tres posibilidades, la primera consiste en generar energía reduciendo parte del consumo en las horas del funcionamiento de las bombas, y en el resto de horas, vender el excedente de energía. La segunda opción es utilizar baterías para que al momento de iniciarse el bombeo, la energía en las horas más caras sea extraída de las baterías y de la producción que se esté obteniendo en ese momento. La última posibilidad es realizar una instalación híbrida (eólica y solar), distribuyendo la energía de la forma más eficiente entre las anteriores dos opciones, es decir, consumiéndola y vendiéndola al mismo tiempo que se genera o almacenándola para consumirla en las horas más caras.

En principio, se van a considerar dos métodos para la obtención de la energía: la energía solar y la energía eólica.

Para ello se va a realizar un análisis climatológico del lugar con el fin de obtener, para el caso de la energía solar, la inclinación y azimut óptimos, y para el caso de la energía eólica, la dirección y la velocidad del viento.

Finalmente se va a llevar a cabo un análisis económico de todas las opciones, analizando cual es el periodo de recuperación de la inversión y cuáles son los beneficios a largo plazo.



## ÍNDICE

OBJETIVO .....	1
1.-RAMAL SUMINISTRO DE AGUA DE LA MUELA .....	5
1.1.-MUELA-1 - BOMBEO Y DEPOSITO .....	5
1.2.-MUELA-2 – DEPOSITO .....	7
1.3.-MUELA-3 – BOMBEO.....	8
2.-EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN .....	11
3.-NORMATIVA APLICADA .....	12
3.1.-NORMATIVA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS:.....	12
3.2.-NORMATIVA INSTALACIONES EÓLICAS:.....	14
4.-TARIFAS ELÉCTRICAS .....	16
4.1.- TARIFA 3.1 A .....	16
4.2.- TARIFA 6.1 TD .....	17
4.3.- MODALIDAD CON EXCEDENTES ACOGIDOS A COMPENSACION .....	19
5.-MÉTODO DE CONEXIÓN Y FUNCIONAMIENTO .....	20
5.1.-EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN .....	20
5.2.-CONEXIÓN ACTUAL.....	20
5.3.-CONEXIÓN TRAS MODIFICAR LA INSTALACIÓN.....	22
6.-CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS DE LA MUELA.....	23
6.1.-TRAYECTORIA DEL SOL .....	23
6.2.-INCLINACION Y AZIMUT OPTIMOS .....	25
6.3.-VELOCIDAD DEL VIENTO .....	26
7.-ESTUDIO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	31
7.1.-SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO .....	31
7.2.-DISPOSICIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	32
7.2.1.- CALCULO DE LA DISTANCIA MINIMA ENTRE PANELES.....	33
7.2.2.- DISTRIBUCION A – AZIMUT 0º   PANELES EN HORIZONTAL   TECHO NO AMPLIADO .....	34
7.2.3.- DISTRIBUCION B – AZIMUT 0º   PANELES EN VERTICAL   TECHO NO AMPLIADO .....	35
7.2.4.- DISTRIBUCION C – AZIMUT 47º   PANELES EN HORIZONTAL   TECHO NO AMPLIADO .....	36
7.2.5.- DISTRIBUCION D – AZIMUT 47º   PANELES EN VERTICAL   TECHO NO AMPLIADO .....	37



7.2.6.- DISTRIBUCION E – AZIMUT 0°   PANELES EN HORIZONTAL   TECHO AMPLIADO .....	38
7.2.7.- DISTRIBUCION F – AZIMUT 0°   PANELES EN VERTICAL   TECHO AMPLIADO .....	39
7.2.8.- DISTRIBUCION G – AZIMUT 47°   PANELES EN HORIZONTAL   TECHO AMPLIADO .....	40
7.2.9.- DISTRIBUCION H – AZIMUT 47°   PANELES EN VERTICAL   TECHO AMPLIADO .....	41
7.2.10.- DISTRIBUCION OPTIMA CON AMPLIACION.....	42
7.2.11.- DISTRIBUCION OPTIMA SIN AMPLIACION.....	43
7.3.- SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	44
7.3.1.-INVERSOR PARA DISTRIBUCION G.....	44
7.3.2.-INVERSOR PARA DISTRIBUCION C.....	46
8.- ESTUDIO INSTALACIÓN EÓLICA.....	47
8.1.- CALCULO DE POTENCIA A INSTALAR.....	47
8.2.- ESTUDIO DE DISTINTOS MODELOS DE AEROGENERADORES .....	48
8.2.1.- AEROGENERADOR ENAIR E200L .....	48
8.2.2.- AEROGENERADOR ENAIR E200 .....	49
8.2.3.- AEROGENERADOR GE-20 .....	50
8.2.4.- CONCLUSION .....	50
8.3.- POTENCIA ANUAL GENERADA POR CADA AEROGENERADOR .....	51
8.4.- CONEXIÓN DEL AEROGENERADOR AL BOMBEO .....	53
9.- BATERÍAS.....	54
10.- PRESUPUESTO .....	56
10.1.- ELECCION DEL METODO DE PRODUCCION DE ENERGIA RENOVABLE ..	56
10.2.- COSTES DE LA INSTALACION EOLICA.....	57
10.3.- FACTURACION ANUAL ACTUAL .....	59
10.4.- OPCION A: INSTALACION EOLICA SIN BATERIAS .....	60
10.5.- OPCION B: INSTALACION EOLICA CON BATERIAS .....	63
10.6.- OPCION C: INSTALACION HIBRIDA .....	65
10.7.- CONCLUSION .....	67
11.- BIBLIOGRAFÍA.....	68
12.- ANEXOS .....	69
12.1.1.- PANELES FOTOVOLTAICOS LR4-72HPH .....	69



12.1.2.- INVERSOR KOSTAL PIKO 15.....	70
12.1.3.- INVERSOR EQX 10000-2T.....	72
12.1.4.- AEROGENERADOR E200L.....	73
10.1.5.- AEROGENERADOR E200.....	75
10.1.5.- AEROGENERADOR GE-20.....	77
10.1.6.- BATERIAS ESTACIONARIAS 48 V 4090 AH.....	79
10.1.7.- INVERSOR BG50KTR.....	81

## 1.-Ramal suministro de agua de la Muela

Para entender la función del bombeo y su importancia, se va a realizar una breve explicación de las instalaciones que tienen relación con él, es decir, de donde procede el agua que se bombea y hacia dónde va dirigida.

### 1.1.-MUELA-1 - BOMBEO Y DEPOSITO

El ramal comienza en la tubería principal del Abastecimiento de agua a Zaragoza donde hay una conexión TE y en este orden, una válvula motorizada de diámetro nominal DN600, una reducción DN600/DN500, una válvula de sobrevelocidad DN500, un desagüe y un caudalímetro electromagnético DN500. Todo esto se encuentra en una pequeña arqueta y alimentado a través de un panel solar de 50W y una batería de acumulación de 70Ah.



*Ilustración 1: Vista arqueta derivación*

A continuación, a 900 metros de esta arqueta mediante una tubería DN400 llegamos al depósito MUELA-1 de 3.550 m<sup>3</sup> de capacidad.

En la entrada del depósito hay un caudalímetro DN400 y una válvula pilotada para su llenado en función de lo que indiquen las boyas. El depósito tiene dos vasos iguales e independientes con 2 válvulas de corte motorizadas DN400 en sus respectivas entradas. De cada vaso sale a una tubería DN400 con una válvula de corte motorizada en cada uno, uniéndose para formar el colector de aspiración de 2+1 bombas de eje horizontal, de 400kW cada una. Después las 3 bombas se unen al colector de impulsión con válvula de retención y de corte motorizada DN250.

Existe además un calderín ariete de 10m<sup>3</sup> conectado a través de una válvula de corte motorizada al colector de impulsión. A la salida del colector de impulsión existe un caudalímetro electromagnético DN400 y una válvula motorizada DN350. En ambos colectores, de aspiración e impulsión existen desagües conectados al pozo de desagüe.



*Ilustración 2: Vista sala bombeo Muela-1*

El funcionamiento de esta instalación depende de los niveles de agua del depósito Muela-2. Si la boya de mínimo nivel se activa, el autómata manda la orden a las bombas de que se enciendan. Si es la boya de máximo nivel la que se activa, se ordena el paro de las bombas.

En una sala anexa se encuentra el Cuadro de Maniobra de las bombas y válvulas y en su interior se ubica la estación remota de control. Cada bomba dispone de su arrancador con la batería de condensadores.

## 1.2.-MUELA-2 – DEPOSITO

Desde Muela-1 se inicia un tramo de tubería DN400 de una longitud de 6.284 metros hasta el depósito Muela-2, para el cual se debe elevar el agua de una cota de 303 metros en el bombeo a 594 metros en el depósito, es decir, 291 metros de diferencia de cota.

Debido a la altura hay altas presiones, por lo que hay varias ventosas y desagües a lo largo del tramo. Todos los elementos de este tramo de impulsión tienen una presión nominal PN25.

El agua llega al depósito Muela-2 y se distribuye, al igual que en Muela-1, en dos vasos, solo que en este caso la capacidad total es de 4.850m<sup>3</sup>. Antes de la entrada a cada vaso existe una válvula de mariposa DN300.



*Ilustración 3: Vista exterior depósito Muela-2*



*Ilustración 4: Válvula de sobrevelocidad y ventosa en colector de salida*

El agua sale de los dos vasos a un colector de salida por gravedad con una válvula de mariposa DN400 en cada uno. El colector consta de un caudalímetro electromagnético DN450, una válvula de sobrevelocidad DN450, para cierre en caso de avería y una ventosa DN100.

Con una tubería DN450 el agua por gravedad se dirige a una arqueta de reparto a 1.200 metros de distancia del depósito. En esta arqueta existe una TE que divide el abastecimiento de agua en dos ramales, por un lado, María de Huerva, Botorrita y Jaulín y por otro La Muela, denominado H1-02.

### 1.3.-MUELA-3 – BOMBEO

El ramal H1-02 tiene una longitud de 6.180 metros y DN250, y en él se encuentra la estación de bombeo Muela-3, la instalación para la cual se va a realizar el estudio de la aportación con energías renovables.



*Ilustración 5: Vista exterior frontal Muela-3*



*Ilustración 6: Vista exterior trasera Muela-3*

La nave de bombeo es un recinto vallado en cuyo interior se encuentra una sala de bombeo y una sala de cuadros eléctricos.



*Ilustración 7: Sala de bombeo*

Consta de un grupo de 2+1 bombas centrifugas de 37kW de la marca FLOWSERVE [Modelo MEN80 65-250L]. Las válvulas de aspiración DN150 llevan reductor con final de carrera para indicar su posición y las de impulsión DN150 están motorizadas.

El agua entra a la instalación por un colector de aspiración DN250 y lo impulsa a otro DN250 al que está conectado un calderín ariete de 4.000 litros con una válvula mariposa DN200 motorizada.

En el colector de impulsión hay un caudalímetro electromagnético DN200 y una válvula mariposa DN200.

En una sala anexa se encuentra el cuadro eléctrico de maniobra junto con el de telecontrol.



*Ilustración 8: Cuadros bombeo Muela-3*

Este rebombeo de agua permite llevar el agua desde el depósito Muela-2 hasta la balsa municipal de La Muela, desde donde ya se distribuye a todo el pueblo. Esta balsa se encuentra en la cota de 615,93 metros de altura, superior al depósito Muela-2, motivo por el cual es necesaria la intervención del rebombeo Muela-3. Se utiliza una tubería DN250 de 6.180 metros de longitud.

El funcionamiento de las bombas de Muela-3 está controlado por la válvula de regulación comandada por unas boyas de máximo nivel y de mínimo instaladas en la balsa y conectadas a la válvula.

Allí existe una arqueta de conexión constituida por una ventosa DN50, una válvula de compuerta DN150, un filtro DN150, una válvula de control de llenado DN150 y un caudalímetro DN150.



*Ilustración 9: Vista exterior de la arqueta de conexión de La Muela y de la balsa*

La energía para alimentar los elementos de la arqueta se toma del cuadro de tensión de las instalaciones municipales, mediante cable de tensión enterrado.

## 2.-Emplazamiento y situación

El bombeo Muela-3 se encuentra en la Av. Ebro Urcamusa, a un lado de la carretera, en las siguientes coordenadas:

-Latitud:  $41^{\circ}34'51''.172$

-Longitud:  $-1^{\circ}3'46''.446$



*Ilustración 10: Plano de situación*



*Ilustración 11: Plano de emplazamiento*

## 3.-Normativa aplicada

### 3.1.-NORMATIVA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS:

– Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Esta Ley distingue la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial e identifica también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

– Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

– Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

– Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En este Decreto se da un paso más al simplificar las condiciones de conexión de estas instalaciones hasta 100kVA.

– Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

– Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

– Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. En este Código se establece la obligatoriedad de incorporar instalaciones solares térmicas y paneles fotovoltaicos en ciertas instalaciones.

– Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, deroga al Real Decreto 436/2004, pero manteniendo su esquema básico. Así, se mantiene la doble opción de retribución, es decir, venta a tarifa regulada, que es el precio fijo que recibe el productor por la energía vertida al sistema, o directamente en el mercado, percibiendo el precio negociado en el mismo más una prima, teniendo la retribución total unos límites superior e inferior horarios. Este Real Decreto también elimina el incentivo a participar en el mercado.

– RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

– Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

–RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña energía.



- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- RD 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico.
- Ley 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo.
- RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

En este último decreto se declara que se va a recibir un saldo por cada kilovatio vertido a la red y este saldo se descontará de la factura eléctrica. Se establecen dos modalidades de consumo:

- *Autoconsumo sin excedentes:* Estas instalaciones necesitarán un equipo anti vertido que garantice que no se vierte nada de energía a la red. Su tramitación administrativa es mínima.
  - *Autoconsumo con excedentes:* Son aquellas instalaciones que en ciertos momentos van a mandar energía solar a la red eléctrica, por ejemplo, una vivienda o industria sin actividad en horas centrales del día. Dentro de esta modalidad distinguimos dos bloques importantes:
  - *Modalidad con excedentes acogidos a compensación:* En esta modalidad la comercializadora eléctrica compensará en nuestra factura eléctrica la energía vertida a la red. A esta modalidad, sin duda la más relevante del Real Decreto podrán acogerse las viviendas y las industrias con potencias instaladas inferiores a 100 kW.
  - *Modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada:* Estas instalaciones son aquellas, en principio mayores de 100 kW, cuyos excedentes van a ser volcados a la red, pero en régimen de venta, no de compensación. El precio de la energía vertida será el dispuesto por la legislación de instalaciones generadoras de electricidad.
- RDL 23/2020 en el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- RD 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

*-La Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.*

### **3.2.-NORMATIVA INSTALACIONES EÓLICAS:**

*-Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

*-Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

*-Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

*-Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.*

*-Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

*-Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.*

*-Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.*

*-Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

*-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.*

*-Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

*-Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.*

*-Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.*

*-Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.*

*-Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.*

*-Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.*

*-Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.*

*-Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.*

*-Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.*

*Orden TED/766/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea.*

*-Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.*

*-Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.*

*-Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos.*

*-Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución.*

*-Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.*

*-Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el P.O. 12.2 SENP. Versión 1.1. Fecha Publicación 9/7/2021.*

*-Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631. Versión 2.1. Fecha Publicación 9/7/2021.*

*-Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.*

*\*Toda la normativa puede ser consultada en las páginas web [\[1\]](#)[\[2\]](#)[\[3\]](#)[\[4\]](#).*

## 4.-Tarifas eléctricas

### 4.1.- TARIFA 3.1 A

La tarifa 3.1 A se utiliza para potencias entre 15kW y 450kW. Consta de 3 periodos denominados Punta (P1), Llano (P2) y Valle (P3) y se organizan a lo largo del año de este modo:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00-01	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
01-02	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
02-03	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
03-04	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
04-05	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
05-06	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
06-07	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
07-08	P3 (de 0 a 8)			P3 (de 0 a 8)						P3 (de 0 a 8)		
08-09	P2 (de 8 a 17)			P2 (de 8 a 10)						P2 (de 8 a 17)		
09-10	P2 (de 8 a 17)			P2 (de 8 a 10)						P2 (de 8 a 17)		
10-11	P2 (de 8 a 17)			P2 (de 8 a 10)						P2 (de 8 a 17)		
11-12	P2 (de 8 a 17)			P2 (de 8 a 10)						P2 (de 8 a 17)		
12-13	P2 (de 8 a 17)			P1 (de 10 a 16)						P2 (de 8 a 17)		
13-14	P2 (de 8 a 17)			P1 (de 10 a 16)						P2 (de 8 a 17)		
14-15	P2 (de 8 a 17)			P1 (de 10 a 16)						P2 (de 8 a 17)		
15-16	P2 (de 8 a 17)			P1 (de 10 a 16)						P2 (de 8 a 17)		
16-17	P2 (de 8 a 17)			P1 (de 10 a 16)						P2 (de 8 a 17)		
17-18	P1 (de 17 a 23)			P2 (de 16 a 24)						P1 (de 17 a 23)		
18-19	P1 (de 17 a 23)			P2 (de 16 a 24)						P1 (de 17 a 23)		
19-20	P1 (de 17 a 23)			P2 (de 16 a 24)						P1 (de 17 a 23)		
20-21	P1 (de 17 a 23)			P2 (de 16 a 24)						P1 (de 17 a 23)		
21-22	P1 (de 17 a 23)			P2 (de 16 a 24)						P1 (de 17 a 23)		
22-23	P1 (de 17 a 23)			P2 (de 16 a 24)						P1 (de 17 a 23)		
23-24	P2 (de 23 a 24)			P2 (de 23 a 24)						P2 (de 23 a 24)		

Tabla1: Distribución tramos para tarifa 3.1 A

Con este tipo de factura, si la potencia utilizada no alcanza el 85% de la contratada se cobrará únicamente un 85% de la potencia.

En cambio si la potencia que se ha utilizado esta entre un 85% y un 105% de la contratada, se te cobrara el 100%.

Si se superase el 105% de la potencia contratada, se cobraría la suma de la potencia contratada más el doble de la diferencia de la consumida y la contratada.

Conocidas estas características de la tarifa, se va a considerar la potencia que se va a necesitar como el 85% y contratar ese 15% extra, de este modo, si se consume como está previsto, se cobrara el 85%, y si por alguna razón fuera necesario consumir más, no se penalizaría hasta superar ese 15% extra que se tiene contratado.

Es decir, si se necesitan 50 kW, hay que contratar 59kW, y de este modo al consumir 50 kW se estaría por debajo del 85%, y si fuera necesario consumir más potencia siempre por debajo de los 59 kW, no se sufriría ningún tipo de penalización, se pagaría lo equivalente a esos 59 kW.

Los precios que proporciona Aura energía para esta tarifa se distribuyen así:

PRECIOS	P1	P2	P3
€/kW día (potencia)	0,162119	0,099974	0,022925
€/kWh (energía)	0,095750	0,086319	0,064757

Tabla 2: Precios públicos Aura energía tarifa 3.1A

Sin embargo, este 2021 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha realizado cambios en las tarifas eléctricas, y la 3.1A ha desaparecido y ahora ha pasado a ser la 6.1 TD.

#### 4.2.- TARIFA 6.1 TD

La tarifa 6.1TD es la que se utiliza actualmente en el bombeo Muela-3, y esto es debido, a que como se ha indicado en el apartado anterior, la normativa ha cambiado este 2021, como se dicta a continuación:

-El 24 de enero de 2020 se publicó en el BOE la Circular 3/2020 de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

-El 18 de marzo de 2021 se ha publicado en el BOE el RD 148/2021 por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

-El 23 de marzo de 2021 se ha publicado en el BOE mediante resolución de la CNMC los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación

-El 22 de abril de 2021 se ha publicado en el BOE la Orden TED/371/2021, donde se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

-La metodología de cálculo de los cargos y peajes surtirán efecto simultáneamente el 1 de junio de 2021.

Esta tarifa es válida para cualquier potencia contratada inferior a 450 kW y consta de 6 periodos organizados así:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
00-01	P6 (de 0 a 8)	P6 (de 0 a 8)	P6 (de 0 a 8)	P6 (de 0 a 8)								
01-02												
02-03												
03-04												
04-05												
05-06												
06-07												
07-08	P2 (de 8 a 9)	P3 (de 8 a 9)	P5 (de 8 a 9)	P4 (de 8 a 9)	P2 (de 8 a 9)	P4 (de 8 a 9)	P5 (de 8 a 9)	P3 (de 8 a 9)	P2 (de 8 a 9)			
08-09												
09-10	P1 (de 9 a 14)	P2 (de 9 a 14)	P4 (de 9 a 14)	P3 (de 9 a 14)	P1 (de 9 a 14)	P3 (de 9 a 14)	P4 (de 9 a 14)	P2 (de 9 a 14)	P1 (de 9 a 14)			
10-11												
11-12												
12-13	P2 (de 14 a 18)	P3 (de 14 a 18)	P5 (de 14 a 18)	P4 (de 14 a 18)	P2 (de 14 a 18)	P4 (de 14 a 18)	P5 (de 14 a 18)	P3 (de 14 a 18)	P2 (de 14 a 18)			
13-14												
14-15	P1 (de 18 a 22)	P2 (de 18 a 22)	P4 (de 18 a 22)	P3 (de 18 a 22)	P1 (de 18 a 22)	P3 (de 18 a 22)	P4 (de 18 a 22)	P2 (de 18 a 22)	P1 (de 18 a 22)			
15-16												
16-17												
17-18	P2 (de 22 a 24)	P3 (de 22 a 24)	P5 (de 22 a 24)	P4 (de 22 a 24)	P2 (de 22 a 24)	P4 (de 22 a 24)	P5 (de 22 a 24)	P3 (de 22 a 24)	P2 (de 22 a 24)			
18-19												
19-20	P1 (de 18 a 22)	P2 (de 18 a 22)	P4 (de 18 a 22)	P3 (de 18 a 22)	P1 (de 18 a 22)	P3 (de 18 a 22)	P4 (de 18 a 22)	P2 (de 18 a 22)	P1 (de 18 a 22)			
20-21												
21-22												
22-23	P2 (de 22 a 24)	P3 (de 22 a 24)	P5 (de 22 a 24)	P4 (de 22 a 24)	P2 (de 22 a 24)	P4 (de 22 a 24)	P5 (de 22 a 24)	P3 (de 22 a 24)	P2 (de 22 a 24)			
23-24												

Tabla 3: Distribución tramos para tarifa 6.1TD

Los sábados, domingos y festivos también se aplica el P6. Cada periodo tiene un precio distinto, y en este caso, para la tarifa 6.1 TD Iberdrola organiza los precios así:

PRECIOS	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/kW día (potencia)	0,0837	0,0709	0,0408	0,0331	0,0108	0,0058
€/kWh (energía)	0,1395	0,1278	0,111	0,1014	0,0927	0,0871

Tabla 4: Precios para tarifa 6.1 TD

La Circular 3/2020 aplica las siguientes condiciones para la facturación de energía<sup>[5]</sup>:

**Activa:** Sumatorio de multiplicar la energía consumida en cada período horario por el precio del término de energía correspondiente

**Reactiva:** El valor de la penalización será de 41,554 c€/kVArh para  $0,8 \leq \cos \varphi < 0,95$  y de 62,332 c€/kVArh para  $>75\%$  ( $\cos \varphi < 0,8$ ) de reactiva. Esto no aplica para el P6.

**Capacitiva:** Se mantienen los precios vigentes por energía reactiva capacitiva que es de 0,0 €/kVArh

En el caso de la tarifa 6.1TD, no existe diferencia si se consume por debajo del 85% o del 100% de la potencia contratada, y en ambos casos se cobrará el 100% de la potencia.

Si la potencia utilizada es superior al 100% de la contratada se aplicará la siguiente fórmula para el cálculo de la penalización:

$$\sum_{p=1}^{P=i} K_p \times 1,4064 \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pm_j - Pc_p)^2}$$

Siendo Pm la máxima potencia demandada por el máxímetro y Pc la potencia contratada.

El coeficiente kp depende de esta tabla:

Periodo	1	2	3	4	5	6
kp	1	1	0,5427	0,4103	0,0264	0,0264

Tabla 5: Valores kp para cada periodo

Se pueden comparar rápidamente estas características de ambas tarifas en esta tabla:

	Tarifa 3.1 A	Tarifa 6.1 TD
Pm < 85% Pc	Tp*85% Pc	Tp*Pc
Pm de 85 a 100% Pc	Tp*Pm	$\sum_{p=1}^{P=i} K_p \times 1,4064 \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pm_j - Pc_p)^2}$
Pm de 100% a 105% Pc		
Pm > 105% Pc	Tp*(Pm + 2*(Pm-105%Pc))	

Tabla 6: Resumen beneficios y penalizaciones para tarifa 3.1 A y 6.1 TD

**Pc:** Potencia contratada (kW) **Pm:** Potencia demanda máxímetro (kW) **Ip:** Término de potencia (€ / kW\*año)

### 4.3.- MODALIDAD CON EXCEDENTES ACOGIDOS A COMPENSACION

En el apartado 3, se ha explicado que las energías renovables con potencias inferiores a 100 kW, como es este caso, pueden optar por esta modalidad, y en el caso de que la potencia que se genera sea mayor que la que se consume de la red, se puede vender como excedente por **0,051 €/kWh** en el caso de [Iberdrola](#)<sup>[6]</sup> y reducir de este modo el termino de energía hasta un máximo de 0 € en la factura.

## 5.-Método de conexión y funcionamiento

### 5.1.-EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN

A continuación se van a enumerar los elementos eléctricos que hay dentro de las instalaciones del bombeo y por último aquellos que consumen potencia, que van a ser los que determinen la cantidad de kW que es necesario que sean producidos con energía eólica y solar en este estudio.

EQUIPO	POT. GLOBAL (kVA)	MODELO	PRIMARIO (kV)	SECUNDARIO (kV)	POT. NOMINAL (kVA)	I.ALTA	I.BAJA	RESIS. TIERRA NEUTRO ( $\Omega$ )
CT	160	GEDELSA 160/17,5/16 B2 O-PA UNE 21428	16	0,42	160	5,77	219	0

Tabla 7: Descripción CT

EQUIPO	MARCA	MODELO	TIPO
CONTADOR	ACTARIS	SL7000	CONTADOR TRIFASICO

Tabla 8: Descripción contador

EQUIPO	Nº	POTENCIA (kW)
BOMBA HORIZONTAL CENTRIFUGA FLOWSERVE NM 107 M/H 72,3 M MOTOR SIEMENS 1LG4207-2AA60- Z 37 KW	3	37
FOCO	25	0,15
TUBO FLUORESCENTE	4	0,036

Tabla 9: Descripción equipos que consumen potencia en la instalación Muela-3

### 5.2.-CONEXIÓN ACTUAL

Ahora mismo, la instalación se organiza del mismo modo que cuando se utilizaba la tarifa 3.1 A, solo que aplicado a la 6.1 TD.

Mientras se utilizaba la tarifa 3.1 A se organizaba así:

PERIODO	PUNTA (P1)	LLANO (P2)	VALLE (P3)
Nº DE BOMBAS	1	1	2
POT.CONTRATADA (kW)	50,6	50,6	94

Tabla 10: Distribución potencia en los tramos para tarifa 3.1 A

La idea es que durante la noche, en periodo valle, cuando es más barato, se activen dos bombas para el llenado de las balsas de La Muela, y durante el resto del día, en punta y llano, se activa una bomba cuando sea necesario y un máximo de 5 horas. En ningún caso se activan las tres a la vez, solo hay una tercera a modo de reserva, por si una de las otras dos se averiase, de este modo pueden hacer uso de la bomba de reserva mientras reparan o cambian la dañada.

La cantidad de potencia en cada tramo se calcula sumando la potencia de las bombas en ese periodo más la potencia de los focos y tubos fluorescentes. Como se ha enumerado antes, hay 25 focos de 150 W y 4 tubos fluorescentes de 36 W. La suma total de la potencia consumida por las luces asciende a 3,894 kW.

En punta y llano tenemos una sola bomba activa, lo que son 37 kW que sumado a la potencia de la iluminación da un total de 40,894 kW, a lo que se le añade un pequeño extra de margen como medida de precaución ante cualquier variación o pico debido a las bombas u otros motivos. El resultado es 43 kW.

Tal y como se explica en el apartado 4.1, en la tarifa 3 si no se consumía más del 85% de la potencia contratada, solo pagabas lo equivalente al 85%. Es por esto que si suponemos que los 43 kW son el 85%, el 100% serían 50,58 kW, y entonces se contratan 50,6 kW.

En el caso del periodo valle, el método de cálculo es exactamente el mismo, pero sumando otros 37 kW más por la segunda bomba, y como resultado se estima que se necesitan 79,9 kW, contratando entonces 94 kW.

Sin embargo, ahora ya no existe la tarifa 3.1 A, y hay que adaptarlo a la nueva tarifa 6.1 TD. Esto es muy sencillo con el uso de la siguiente tabla:

	ENERO-FEBRERO		MARZO		ABRIL-MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO-SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD	TARIFA 3.1 A	TARIFA 6.1 TD
00-01																		
01-02																		
02-03																		
03-04	P3	P6	P3	P6	P3	P6	P3	P6	P3	P6	P3	P6	P3	P6	P3	P6	P3	P6
04-05																		
05-06																		
06-07																		
07-08																		
08-09		P2		P3	P2	P5	P2	P4	P2	P2	P2	P4	P2	P5				P2
09-10																		
10-11	P2	P1	P2	P2	P1	P4	P1	P3	P1	P1	P3	P4	P1	P4	P2	P2	P2	P1
11-12																		
12-13																		
13-14																		
14-15																		
15-16		P2		P3		P5		P4		P2		P4		P5				P2
16-17																		
17-18																		
18-19																		
19-20	P1	P1	P1	P2	P2	P4	P2	P3	P2	P1	P2	P3	P2	P4	P1	P2	P1	P1
20-21																		
21-22																		
22-23		P2		P3		P5		P4		P2		P4		P5				P2
23-24																		

Tabla 11: Equivalencia tarifa 3.1 A y 6.1 TD

En la tarifa 6.1 TD no existe ese margen del 85% al 100% de la potencia, por lo que se contratan 79,9 kW en P6 y 43 kW en el resto. La distribución del P1,P2,P3,P4 y P5 a lo largo del año se resume en esta tabla:

MESES	PERIODOS
ENERO, FEBRERO, JULIO, DICIEMBRE	P1-P2
MARZO Y NOVIEMBRE	P2-P3
ABRIL, MAYO Y OCTUBRE	P4-P5
JUNIO, AGOSTO Y SEPTIEMBRE	P3-P4

Tabla 12: Resumen periodos durante el año con potencia contratada de 43 kW

### 5.3.-CONEXIÓN TRAS MODIFICAR LA INSTALACIÓN

La idea inicial es estudiar la viabilidad de mantener el suministro eléctrico durante el P6, cuando hay 2 bombas activas, y que el resto del día, tal y como se indica en la Tabla 10, se haga uso de energías renovables para alimentar la instalación, reduciendo la cantidad de energía consumida de la red, como se indica en la tabla 11.

MESES	PERIODOS	ENERGÍA
ENERO, FEBRERO, JULIO, DICIEMBRE	P1-P2	RENOVABLES
MARZO Y NOVIEMBRE	P2-P3	RENOVABLES
ABRIL, MAYO Y OCTUBRE	P4-P5	RENOVABLES
JUNIO, AGOSTO Y SEPTIEMBRE	P3-P4	RENOVABLES
TODO EL AÑO	P6	COMPAÑIA

*Tabla 13: Resumen distribución procedencia energía tras modificar la instalación*

El único problema es, que para conseguir este objetivo será necesario utilizar baterías, las cuales pueden llegar a ser bastante caras. En caso contrario, si no se utilizan baterías, la energía generada será instantáneamente consumida por la bomba, y si no estuviera activada, se venderá a la red como excedente.

Para ello se va a realizar un estudio de las condiciones climatológicas en la zona de las instalaciones del bombeo, tanto para la instalación fotovoltaica como para la eólica. Se tomarán distintos datos para cada tipo de energía renovable que se pretende instalar, como se indica a continuación:



*Ilustración 12: Instalación fotovoltaica*



*Ilustración 13: Aerogenerador*

#### Energía solar:

- Ángulo óptimo de los paneles
- Posición óptima de los paneles
- Orientación óptima de los paneles
- Azimut óptimo de los paneles

#### Energía eólica:

- Histograma y distribución Weibull de la frecuencia del viento.
- Cantidad de días seguidos con viento escaso.

## 6.-Características climatológicas de La Muela

### 6.1.-TRAYECTORIA DEL SOL

Para comenzar, se va a analizar si hay algún obstáculo en los alrededores de la instalación que nos pueda impedir a determinada hora, que las placas reciban luz solar. Mediante la herramienta online [SunEarthTools](#)<sup>[7]</sup> se puede obtener la trayectoria del sol en cada mes del año.



Tabla 14: Posición del Sol por horas en cada mes del año

Se puede ver que la trayectoria es casi limpia, sin embargo, en el suroeste hay un pequeño bosque, y hay que tener en cuenta que a determinadas horas, al final del día, sobre todo de cara al invierno, puede producir alguna sombra sobre el tejado.

Realizando un análisis a través de AutoCAD, se ha determinado que ese bosque puede producir sombras desde un azimut de **30-35°** hasta uno de **75-80°**. Los árboles de ese bosque tienen una altura de unos 10 m y el techo sobre el que se instalarían los paneles tiene una altura de 4,20 m. Hay que tener en cuenta también que el suelo de la instalación está aproximadamente 1 metro más bajo que el de los árboles. Esto resulta en una diferencia de altura de **6,80 m**.

A la hora de realizar los cálculos en PVSYST se tendrá que utilizar un dibujo lineal de horizonte como este:

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

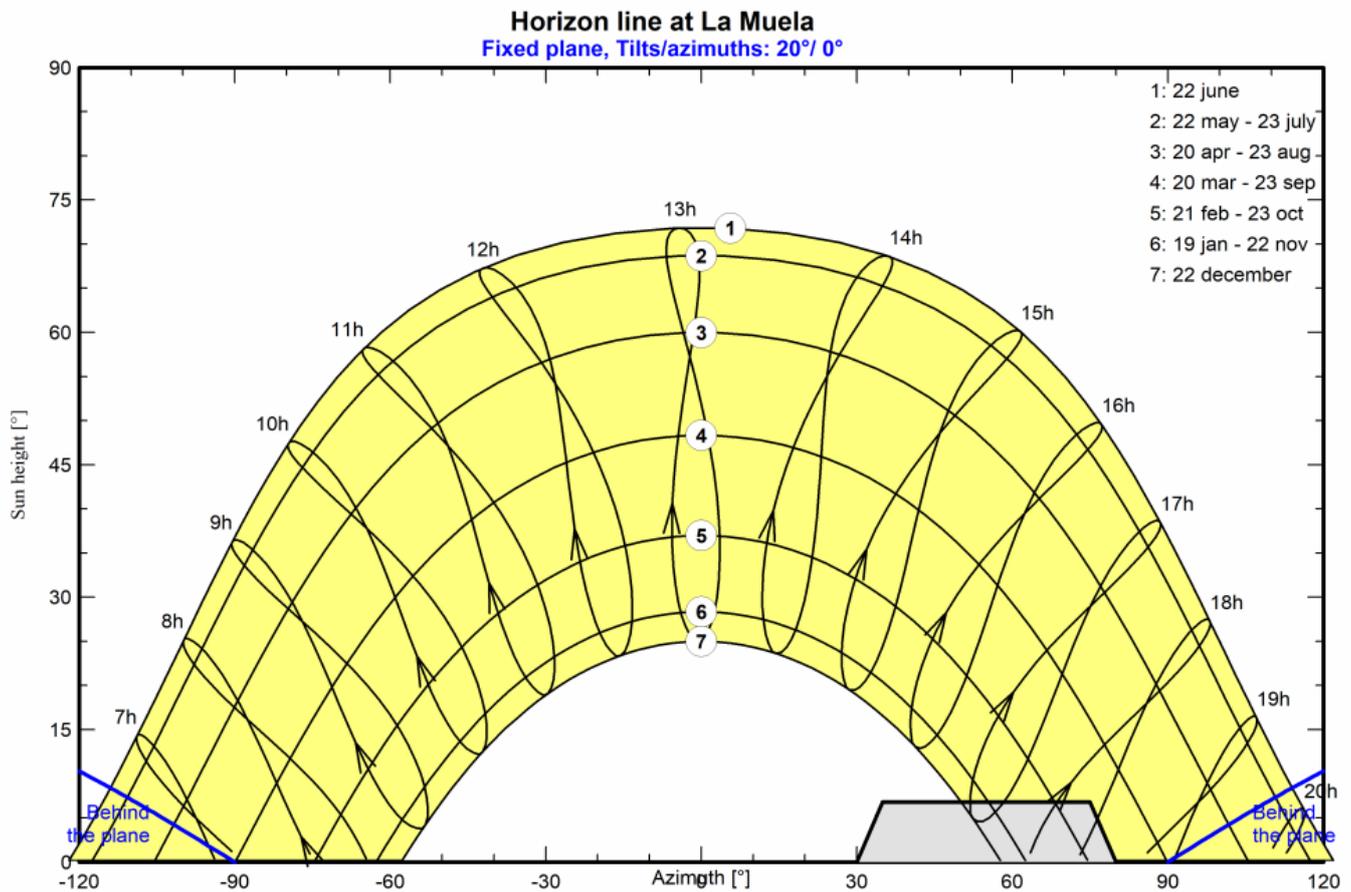


Ilustración 14: Dibujo lineal de horizonte debido al bosque situado al suroeste.

Se puede apreciar en la parte inferior derecha un tramo de color gris, que es el que se resta de toda producción solar debido al bosque, desde los 30° hasta los 80° de azimut con una altura de 6,80 metros.

## 6.2.-INCLINACION Y AZIMUT OPTIMOS

Ahora se va a realizar un análisis sobre cuál es la inclinación y el azimut con el que los paneles fotovoltaicos pueden generar más potencia a lo largo del año, para ello se va a hacer uso de la herramienta PVGIS<sup>[8]</sup>, en la cual se debe indicar la latitud y la longitud de la instalación, además de algún parámetro general más. Con esta herramienta existe una opción con la que ya se selecciona automáticamente cual es el ángulo y azimut óptimos, por lo que no es necesario realizar un estudio del tipo prueba y error.

Se obtiene que el ángulo de inclinación óptimo son 38° y que el azimut más adecuado es 0°. Ahora mismo se desconoce la potencia que se va a instalar mediante placas fotovoltaicas y las pérdidas del sistema, así que se va a indicar, por ejemplo, 1kW y un 10% de pérdidas. Se consigue de este modo una gráfica con una forma que nos indica, como es lógico, que durante el verano se genera más energía que durante el invierno, pero a pesar de ello, es bastante uniforme durante todo el año.

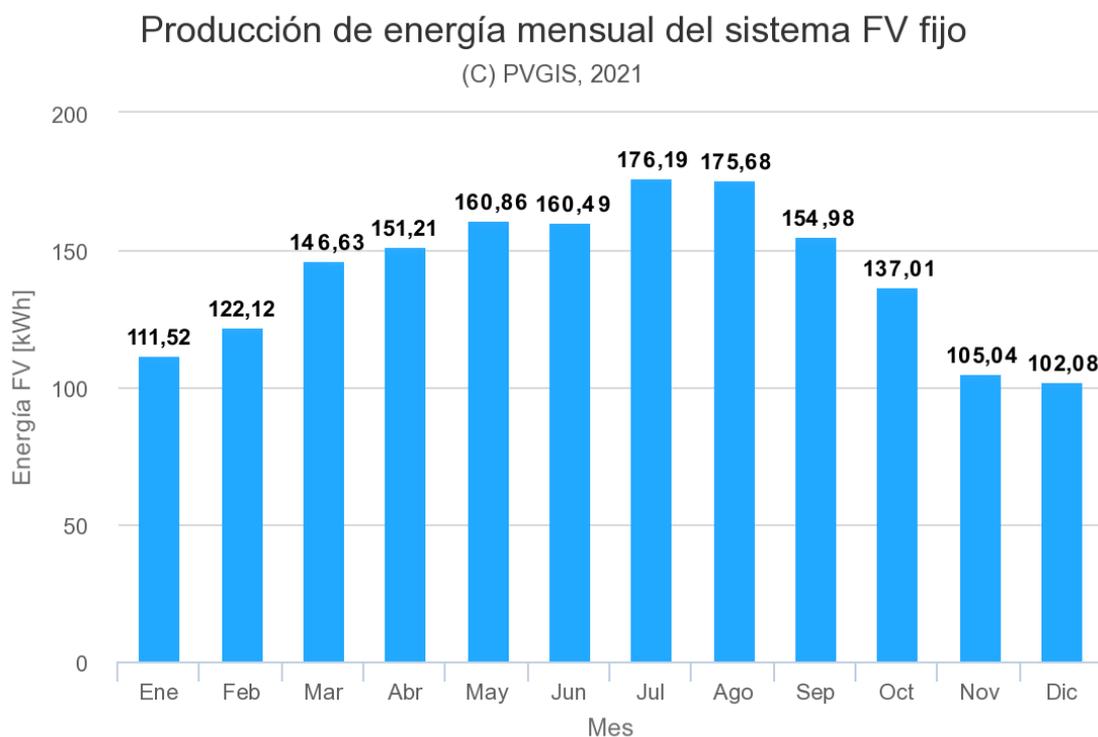


Ilustración 15: Gráfica ejemplo simulación de energía fotovoltaica generada con un ángulo de 38° y azimut de 0°.

Hay que destacar que esta grafica se ha obtenido con una simulación suponiendo unos paneles estandarizados y en una cantidad aleatoria, sirve simplemente para conocer la forma de la gráfica, y comprobar que el ángulo de inclinación y azimut están bien seleccionados.

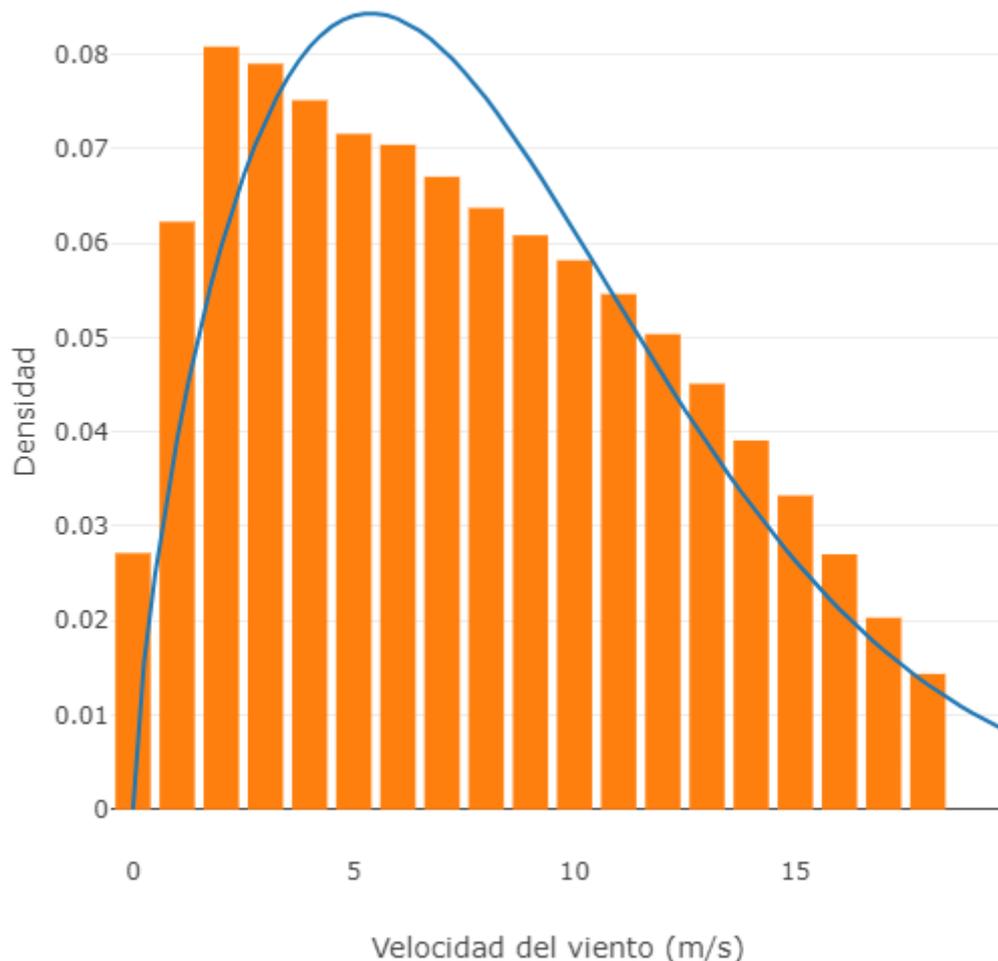
### 6.3.-VELOCIDAD DEL VIENTO

Lo siguiente que se va a estudiar, es velocidad del viento en La Muela, utilizando la distribución de frecuencias de Weibull de dos bases de datos, la cual sirve para conocer la probabilidad de que haya una velocidad del viento determinada a lo largo del año.

También se va a analizar la rosa de vientos para conocer la dirección más habitual de la que proviene. Por último se estudiará la frecuencia de días con viento escaso.

Para todos los análisis es necesario conocer la elevación a la que se encuentra el terreno, ya que no es lo mismo el viento a 20 metros que a 150. Para ello se va a hacer uso de la herramienta Elevation Finder<sup>[9]</sup>, mediante la cual, clicando en cualquier punto de la tierra, se indica la elevación a la que se encuentra. En el caso del bombeo Muela-3, se encuentra a **571m de altura**.

Para el primer análisis de distribución de frecuencias se va a utilizar el Mapa Eólico Ibero (MEI)<sup>[10]</sup>, mediante el cual se obtiene el siguiente histograma y valores de Weibull:



*Ilustración 16: Histograma y distribución Weibull del viento. Fuente: Mapa Eólico Ibero.*

En el caso de la rosa de vientos, para esta base de datos, se obtiene la mostrada a continuación:

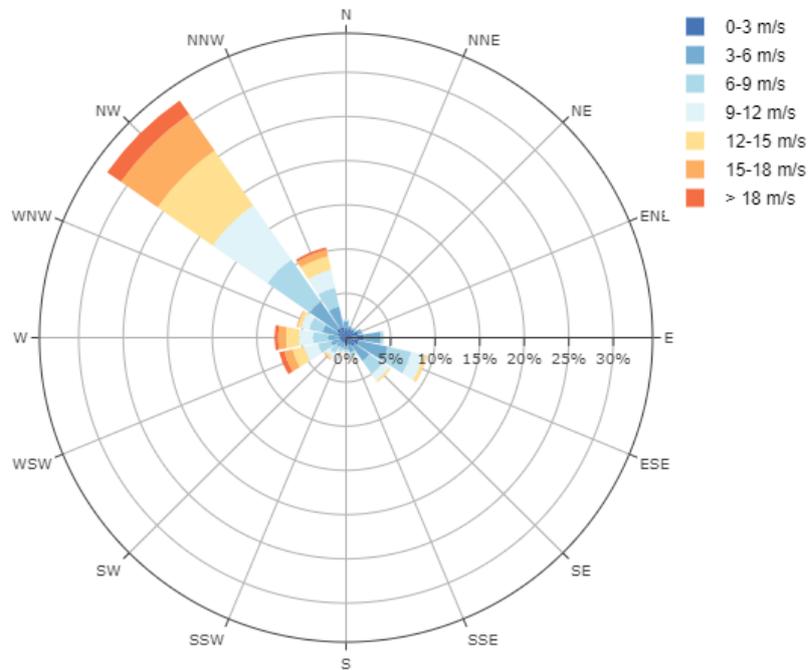


Ilustración 17: Rosa de vientos. Fuente: Mapa Eólico Ibero.

Para el segundo análisis, utilizaremos el [Atlas de Enair](#)<sup>[11]</sup>, que utiliza como fuente DTU y MERRA-2, obteniéndose un Weibull agregado final como este:

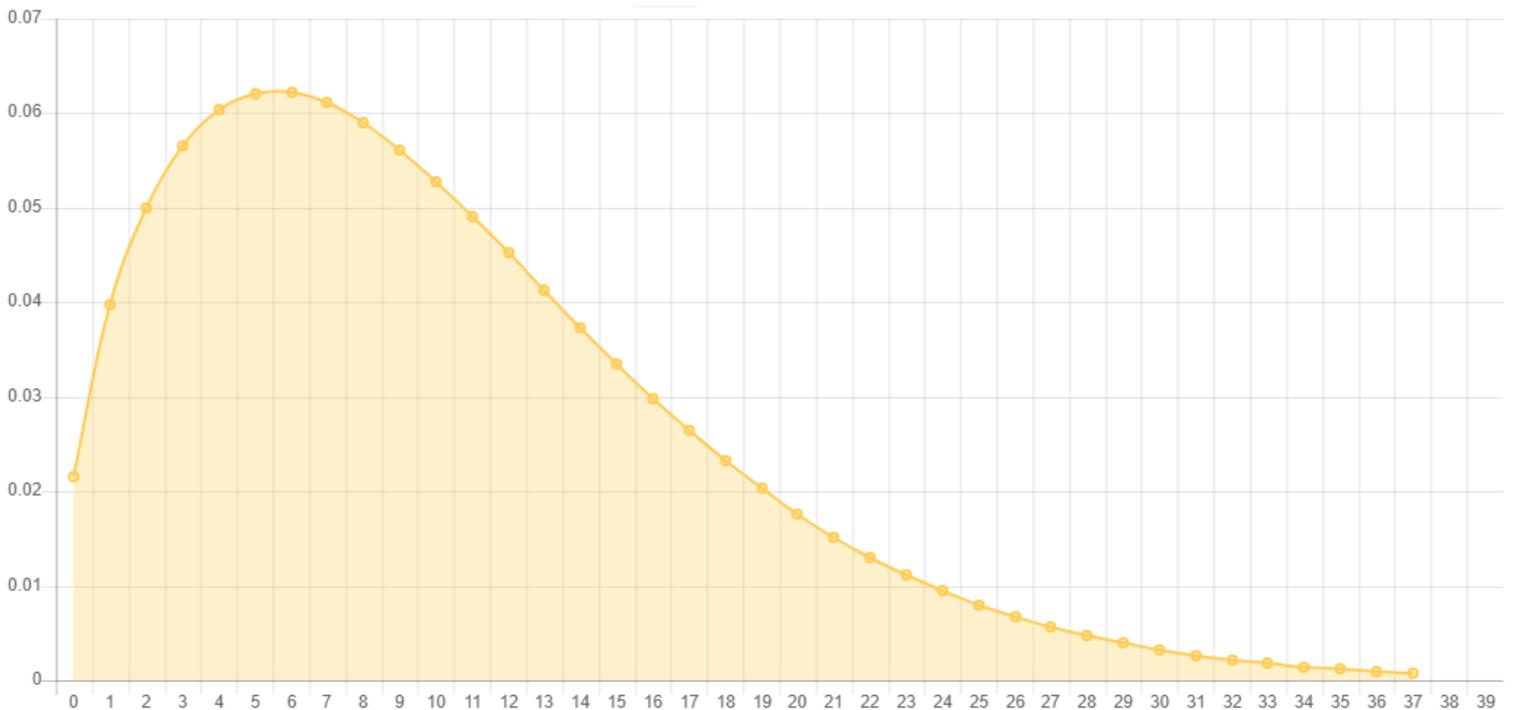


Ilustración 18: Distribución Weibull del viento en La Muela. Fuente: Atlas de Enair (DTU y MERRA-2).

La rosa de vientos que proporciona MERRA-2 es la siguiente:

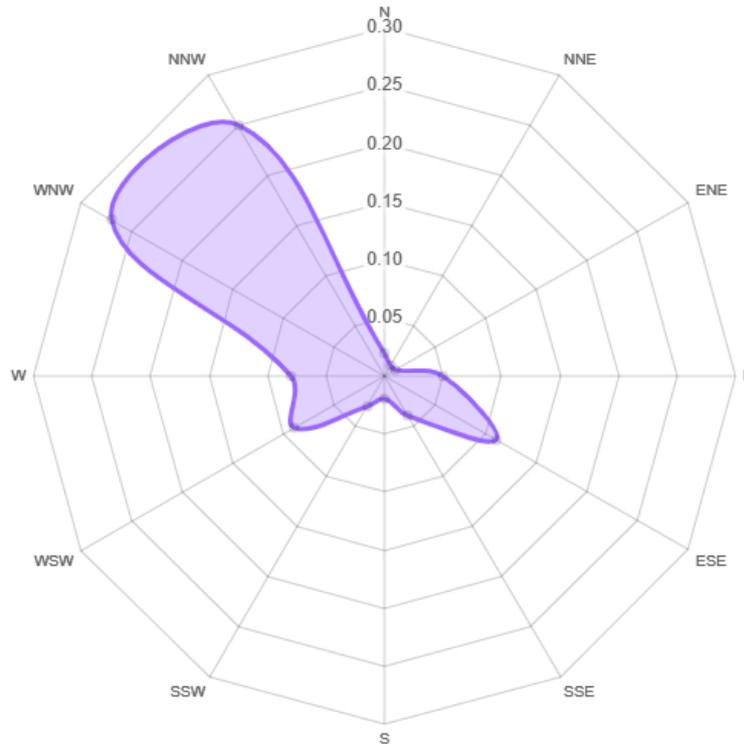


Ilustración 19: Rosa de vientos. Fuente: Enair (MERRA-2).

Lo que se puede analizar aquí, es que la distribución Weibull obtenida con Enair proporciona datos más extensos que el MEI, porque este último no nos muestra a partir de los 18m/s, aunque se pueden imaginar siguiendo la curva. Además hay que destacar que en el caso del MEI, la frecuencia de velocidades bajas es superior a lo obtenido en Enair, el cual muestra frecuencias superiores para velocidades más altas, lo cual tiene más sentido ya que nos encontramos a 571 metros.

En lo referente a la rosa de vientos, ambas indican exactamente lo mismo, que el viento en esa zona proviene mayormente del noroeste, entre un ángulo de 305° y 330°, teniendo en cuenta que el norte son 0°. La idea sería situar el aerogenerador orientado en esa dirección para que el viento empuje de forma óptima las palas.

Lo último que se debe analizar es, para el caso de que haya viento insuficiente, cuantos días seguidos se mantiene dicha situación. Para ello se ha utilizado la base de datos de [Aemet](#)<sup>[12]</sup>, mediante la cual se puede ver la velocidad media del viento de cada día en las últimas décadas. Para este caso se van a utilizar los datos del Aeropuerto de Zaragoza, que es el área más cercana a La Muela.

Analizando los datos de los últimos años se obtiene que ha habido velocidades inferiores a 5 m/s tal y como se indica a continuación:

### AÑO 2017

DÍAS SEGUIDOS	FRECUENCIA
1	23 veces
2	8 veces
3	3 veces
4	2 veces
5	3 veces
6	1 vez

Tabla 15: Frecuencia de días seguidos con escaso viento en el año 2017.

### AÑO 2018

DÍAS SEGUIDOS	FRECUENCIA
1	20 veces
2	7 veces
3	4 veces
4	0 veces
5	1 vez
6	1 vez

Tabla 16: Frecuencia de días seguidos con escaso viento en el año 2018.

### AÑO 2019

DÍAS SEGUIDOS	FRECUENCIA
1	22 veces
2	8 veces
3	2 veces
4	3 veces
5	1 vez
6	0 veces

Tabla 17: Frecuencia de días seguidos con escaso viento en el año 2019.

### AÑO 2020

DIAS SEGUIDOS	FRECUENCIA
1	29 veces
2	15 veces
3	7 veces
4	0 veces
5	2 veces
6	0 veces

Tabla 18: Frecuencia de días seguidos con escaso viento en el año 2020.

### MEDIA

DIAS SEGUIDOS	FRECUENCIA
1	23,5 veces
2	9,5 veces
3	4 veces
4	1,25 veces
5	1,75 veces
6	0,5 veces

Tabla 19: Frecuencia media de días seguidos con escaso viento en los años 2017-2020.

Con estos datos se obtiene que aproximadamente hay 71 días al año con viento escaso, un 19% de los días al año. En el caso las veces que solo es 1 o 2 días seguidos, muy probablemente podrá ser solventado con baterías, aunque eso va a ser analizado posteriormente. En el caso de aquellas rachas de 3 o más días, las baterías estarán vacías, por lo que dependiendo de la potencia que se haya contratado, se deberá asumir una penalización por parte de la compañía suministradora.

## 7.-Estudio instalación fotovoltaica

### 7.1.-SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

MARCA/ MODELO	Longi LR4-72HPH 435 M	Longi LR4-72HPH 450 M
Nº DE CELULAS	144	144
TECNOLOGIA CELULA	MONOCRISTALINO	MONOCRISTALINO
POTENCIA MAX	435 W	450 W
TENSION MAX. POT.	40,9 V	41,7 V
CORRIENTE. MAX. POT.	10,64 A	10,85 A
TENSION CIRC. ABIERTO	48,7 V	49,3 V
CORRIENTE. C.C.	11,39 A	11,60 A
EFICIENCIA	20 %	20,7 %
DIMENSIONES	2094X1038X35mm	2094X1038X35 mm
PESO	23,5 Kg	23,5 Kg
PRECIO	186 €	176,84 €

Tabla 19: Tabla comparativa de dos modelos de placas fotovoltaicas

Se ha realizado esta comparativa porque la idea inicial era utilizar el modelo **435M**, pero tras revisar precios del mercado y comparar sus características se puede apreciar que el modelo **450M** es superior en todos los sentidos, ya que aporta mayor potencia en la misma superficie.

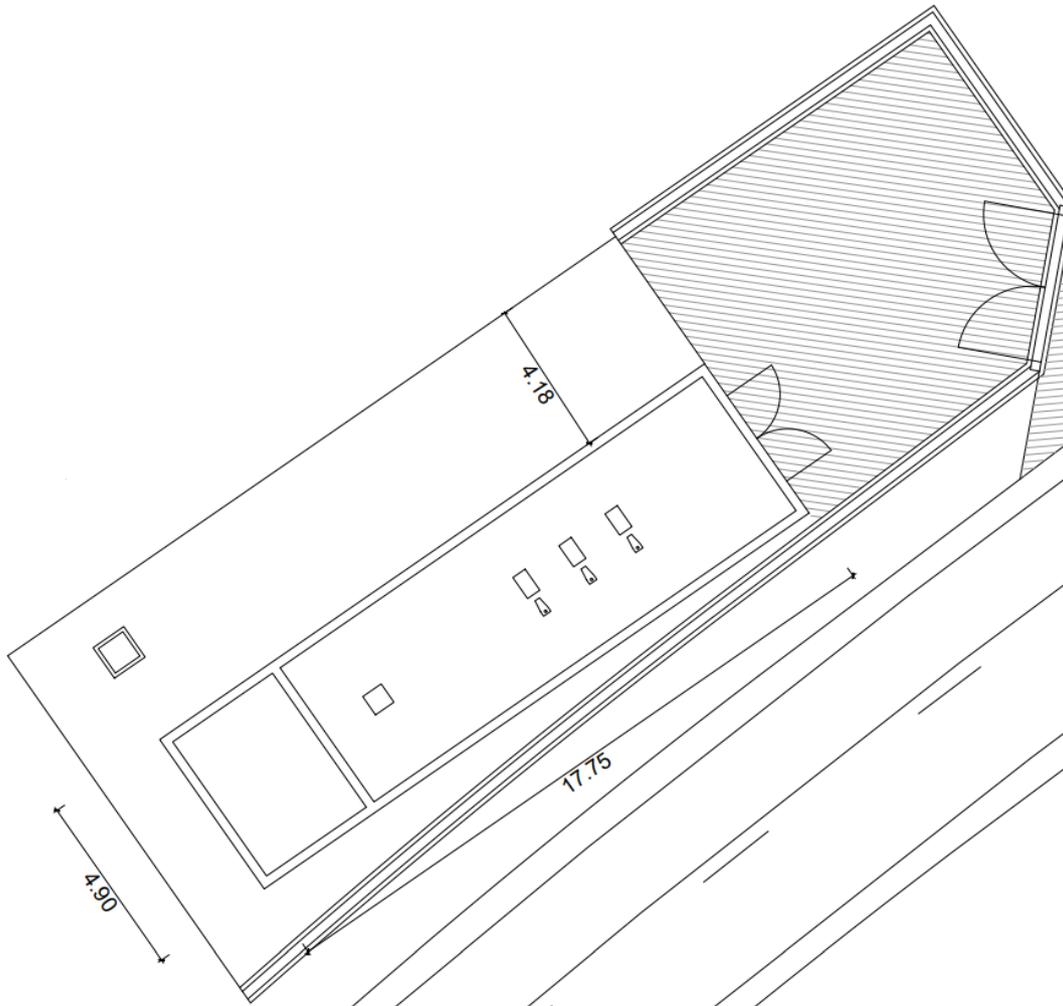
Otro dato importante es que el modelo **435M** es bastante más difícil de encontrar y es por eso por lo que su precio es incluso más elevado que el **450M**, el cual es un modelo que se usa más comúnmente, es decir, hay mucha más oferta, y al no ser tan “exclusivo” su precio es inferior.

La única desventaja del **450M** frente al **435M**, es que al tener más potencia, su tensión en circuito abierto y su corriente de cortocircuito son superiores, que son los valores que delimitan cuantos paneles fotovoltaicos se pueden poner en serie y paralelo. Sin embargo, teniendo en cuenta que se van a utilizar muchos paneles, ya que la superficie es relativamente pequeña, esto no supone problema alguno.

Finalmente el modelo escogido para el estudio es el **LR4-72HPH 450M**.

## 7.2.-DISPOSICIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Lo primero que es necesario conocer es la superficie sobre la que se colocarían los paneles. Actualmente se dispone de un techo de 17,75x4,90 m, con posibilidad de ser ampliado hasta 4,18 m más de ancho. Esta ampliación es debido a que entre la instalación y la valla hay espacio libre sin ocupar.



*Ilustración 16: Plano en planta con medidas acotadas para la instalación fotovoltaica.*

Se ha calculado previamente que el ángulo y azimut óptimos son 38° y 0° respectivamente, sin embargo, teniendo en cuenta el tamaño de los paneles, quizá utilizando el azimut para el que está orientada la instalación, es posible instalar más paneles y obtener más potencia, aunque funcionen de forma menos eficiente. Utilizando los planos en AutoCAD se obtiene que el azimut exacto de la instalación es de 47°.

Se hará uso del programa PVSYST y AutoCAD para delimitar que distribución genera más potencia, si con azimut 0° o 47°, con los paneles tanto en horizontal como en vertical. Se tendrá en cuenta la cantidad de paneles utilizada para obtener dicha potencia. También se harán estos cálculos para una ampliación de 3,8 m, dejando un poco de hueco entre la pared y la valla.

### 7.2.1.- CALCULO DE LA DISTANCIA MINIMA ENTRE PANELES

Previamente a los cálculos, es necesario conocer cuál es la distancia que debe dejarse entre los paneles dependiendo si se sitúan en horizontal o en vertical. Para ello se va a hacer uso de una expresión matemática<sup>[13]</sup>, la cual se extrae de este esquema:

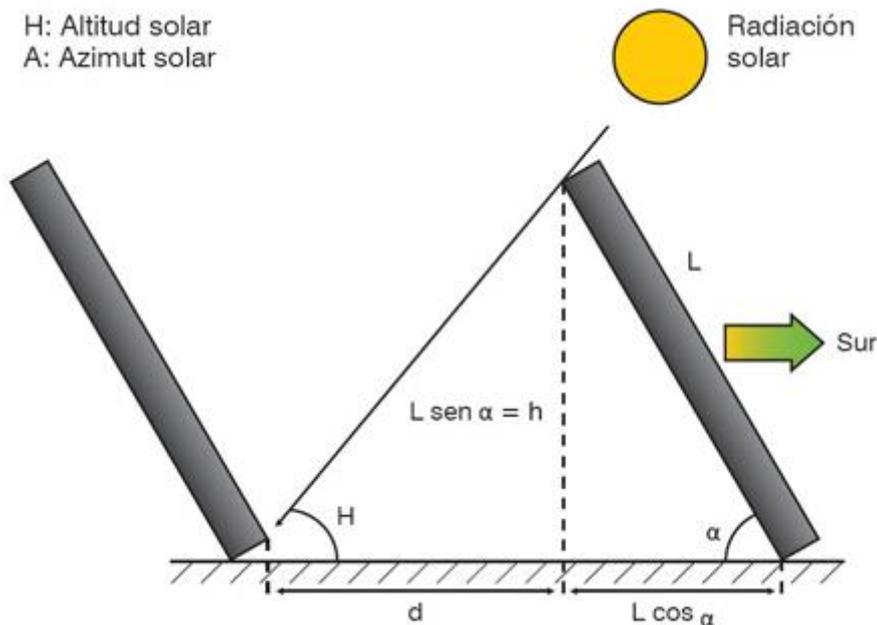


Ilustración 17: Esquema calculo separación mínima paneles fotovoltaicos.

La distancia que se desea obtener se va a denominar como “D”.

$$D = d + L \cos \alpha$$

siendo:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} * \cos A$$

$$\text{Latitud} = 41,58^\circ$$

$$\alpha = 38^\circ$$

La cuenta  $[\tan(61^\circ - \text{latitud})]$ , se ha determinado que sirve para calcular la tangente de la altura solar en el mes más desfavorable del año, que es diciembre, para cualquier localización. Utilizando estas operaciones se puede obtener la distancia mínima a la que deben situarse los paneles dependiendo su posición y azimut.

DISTANCIA “D” en metros	AZIMUT 0°	AZIMUT 47°
HORIZONTAL (L=1,038 m)	2,63	2,054
VERTICAL (L=2,094 m)	5,29	4,144

Tabla 20: Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos en función del azimut y posición.

### 7.2.2.- DISTRIBUCION A – AZIMUT 0º | PANELES EN HORIZONTAL | TECHO NO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **2,63** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:

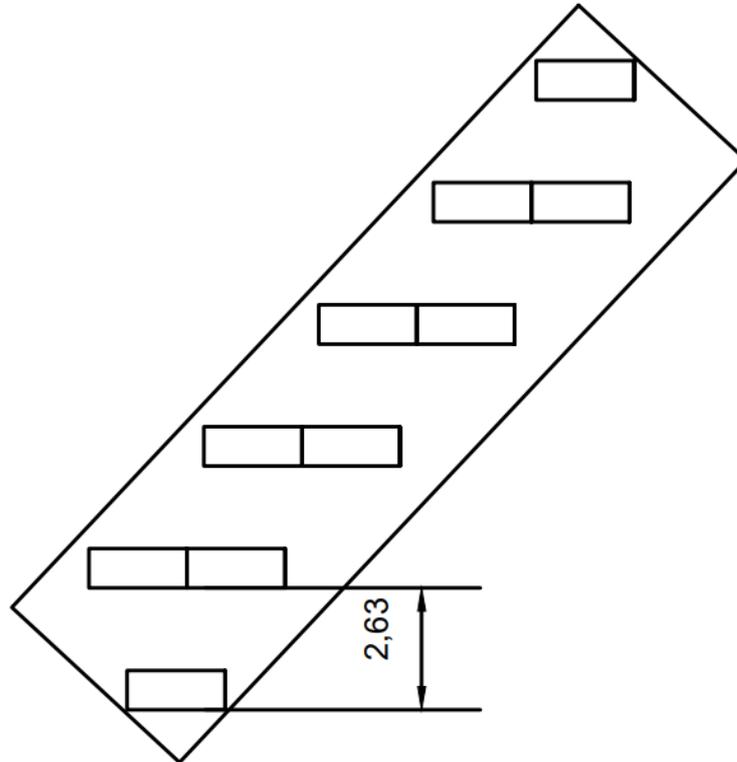


Ilustración 18: Distribución óptima de paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en horizontal y techo no ampliado.

Se obtiene que como mucho pueden instalarse **10** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	14,46
FEBRERO	17,35
MARZO	21,79
ABRIL	22,55
MAYO	23,77
JUNIO	24,84
JULIO	26,10
AGOSTO	26,11
SEPTIEMBRE	23,54
OCTUBRE	19,34
NOVIEMBRE	14,18
DICIEMBRE	12,20
AÑO	20,54

Tabla 21: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en horizontal y techo no ampliado.

### 7.2.3.- DISTRIBUCION B – AZIMUT 0º | PANELES EN VERTICAL | TECHO NO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **5,29** metros, sin embargo, como se ve a continuación, se podrían distribuir los paneles de dos formas distintas para este caso, aunque en uno de ellos, se puede llegar a instalar uno más:

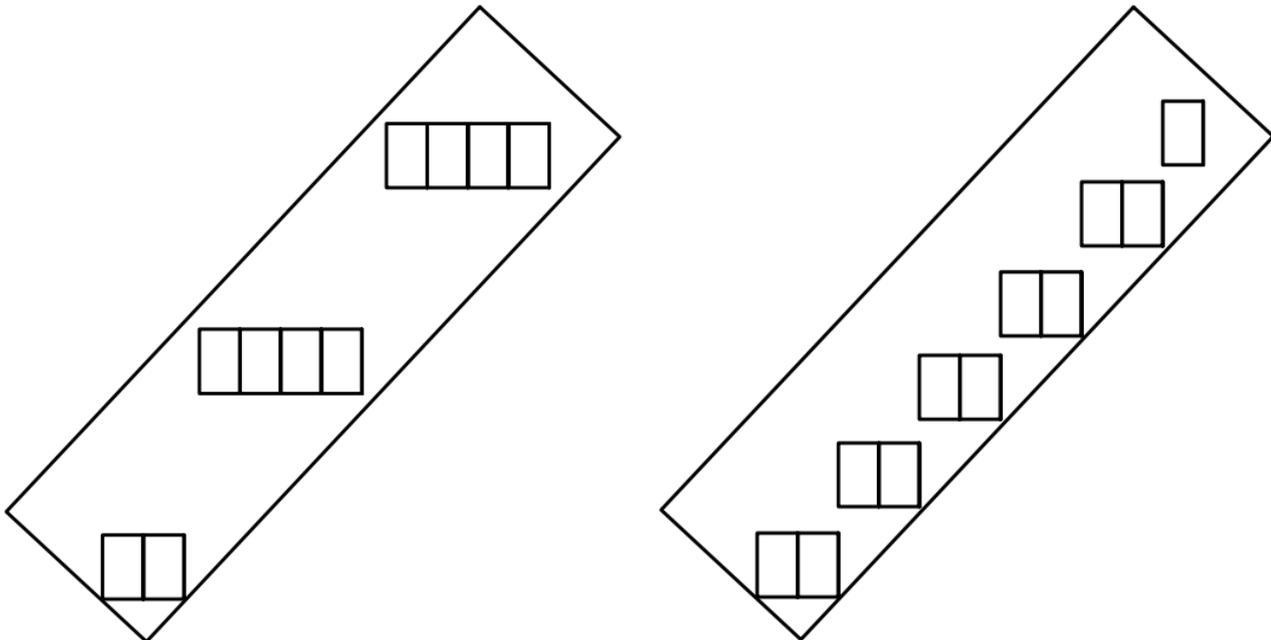


Ilustración 19: Distribuciones óptimas de paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en vertical y techo no ampliado.

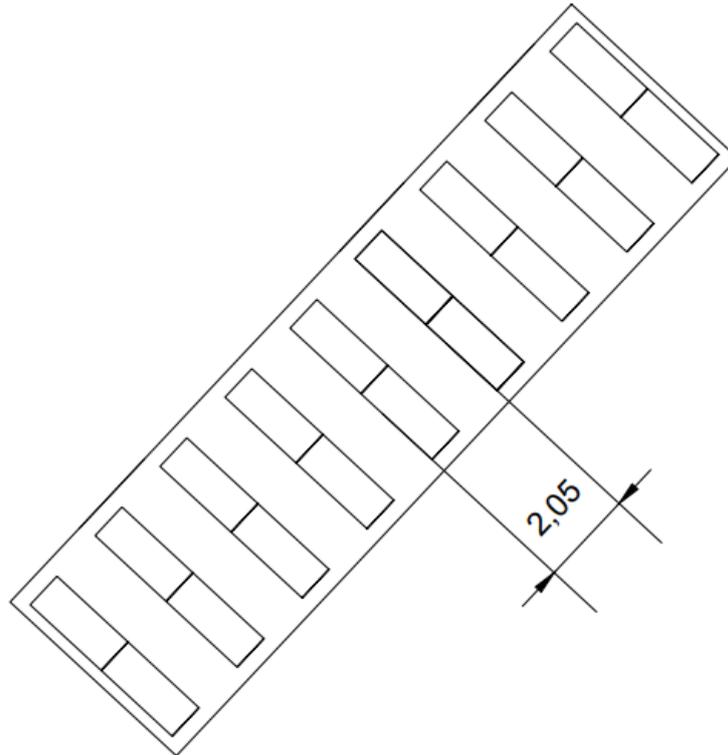
En el caso más óptimo se obtiene que se pueden instalar **11** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	15,91
FEBRERO	19,08
MARZO	23,97
ABRIL	24,81
MAYO	26,15
JUNIO	27,32
JULIO	28,71
AGOSTO	28,72
SEPTIEMBRE	25,90
OCTUBRE	21,28
NOVIEMBRE	15,59
DICIEMBRE	13,42
AÑO	22,59

Tabla 22: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en vertical y techo no ampliado.

#### 7.2.4.- DISTRIBUCION C – AZIMUT 47º | PANELES EN HORIZONTAL | TECHO NO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **2,054** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:



*Ilustración 20: Distribuciones óptimas de paneles fotovoltaicos para Azimut 47º, paneles en horizontal y techo no ampliado.*

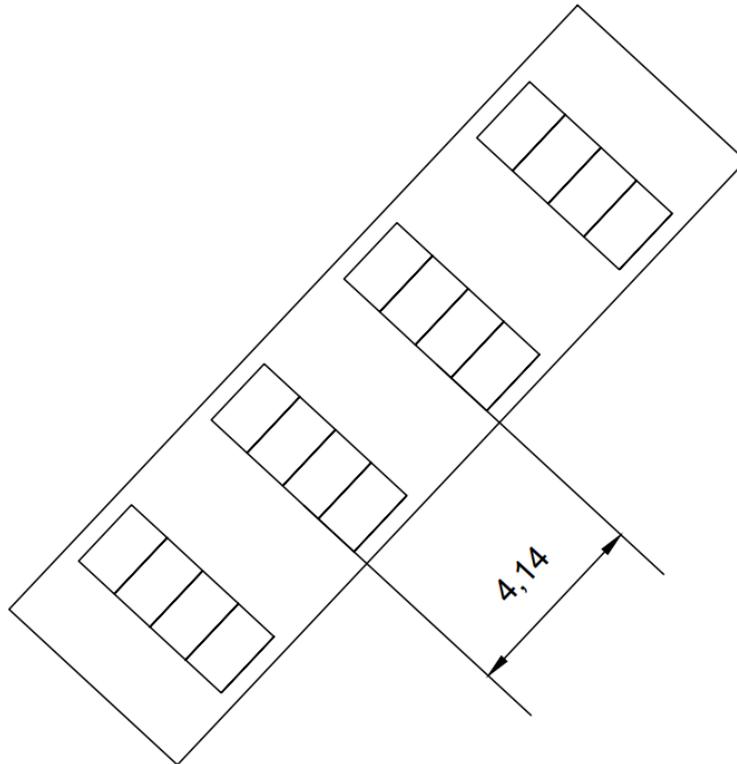
Se obtiene que como mucho pueden instalarse **18** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	21,50
FEBRERO	26,93
MARZO	35,36
ABRIL	38,95
MAYO	42,69
JUNIO	45,57
JULIO	57,51
AGOSTO	45,74
SEPTIEMBRE	39,18
OCTUBRE	30,45
NOVIEMBRE	21,47
DICIEMBRE	18,19
AÑO	34,50

*Tabla 23: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 47º, paneles en horizontal y techo no ampliado.*

### 7.2.5.- DISTRIBUCION D – AZIMUT 47° | PANELES EN VERTICAL | TECHO NO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **4,144** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:



*Ilustración 21: Distribuciones óptimas de paneles fotovoltaicos para Azimut 47°, paneles en horizontal y techo no ampliado.*

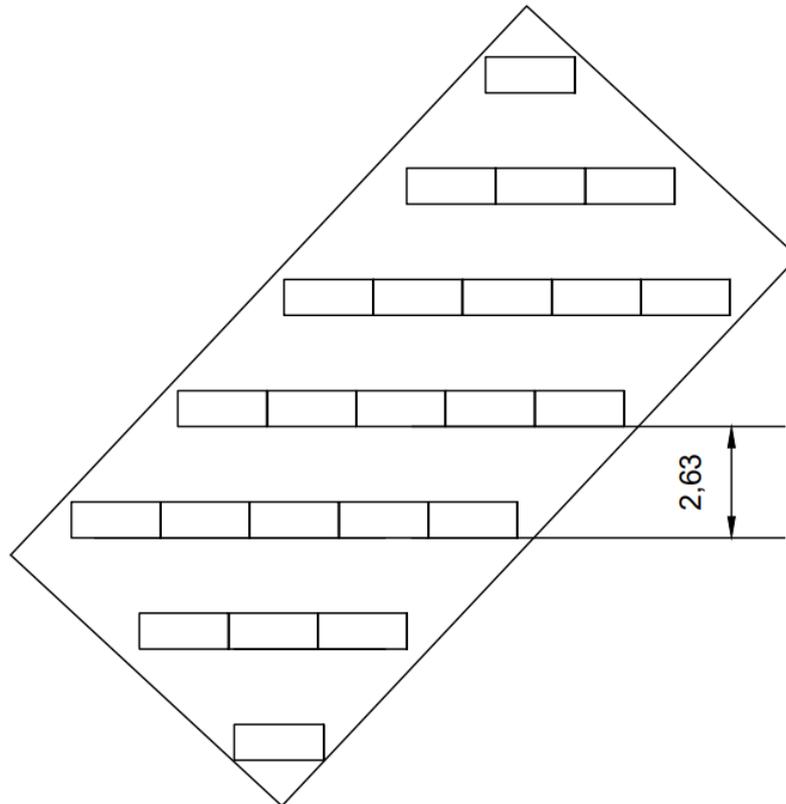
Se obtiene que como mucho pueden instalarse **12** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	14,33
FEBRERO	17,95
MARZO	23,58
ABRIL	25,96
MAYO	28,46
JUNIO	30,38
JULIO	31,67
AGOSTO	30,49
SEPTIEMBRE	26,12
OCTUBRE	20,30
NOVIEMBRE	14,31
DICIEMBRE	12,13
AÑO	23,00

*Tabla 24: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 47°, paneles en vertical y techo no ampliado.*

### 7.2.6.- DISTRIBUCION E – AZIMUT 0º | PANELES EN HORIZONTAL | TECHO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **2,63** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:



*Ilustración 22: Distribución óptima de paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en horizontal y techo ampliado.*

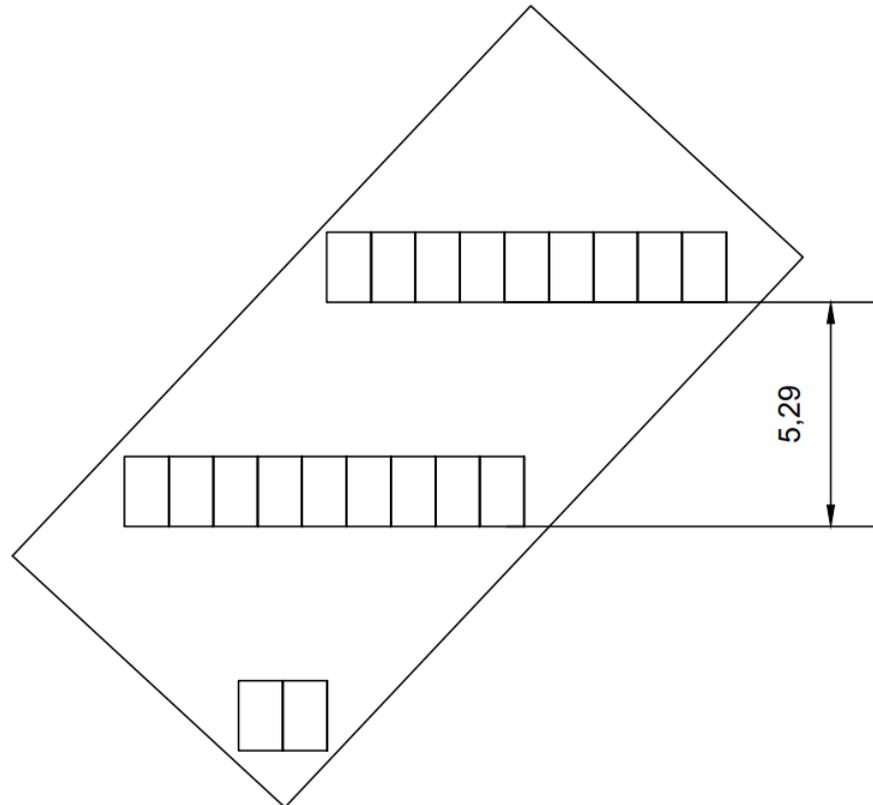
Se obtiene que como mucho pueden instalarse **23** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	33,26
FEBRERO	39,89
MARZO	50,11
ABRIL	51,87
MAYO	54,68
JUNIO	57,13
JULIO	60,04
AGOSTO	60,06
SEPTIEMBRE	54,15
OCTUBRE	44,49
NOVIEMBRE	32,61
DICIEMBRE	28,05
AÑO	47,24

*Tabla 25: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en horizontal y techo ampliado.*

### 7.2.7.- DISTRIBUCION F – AZIMUT 0º | PANELES EN VERTICAL | TECHO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **5,29** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:



*Ilustración 23: Distribución óptima de paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en vertical y techo ampliado.*

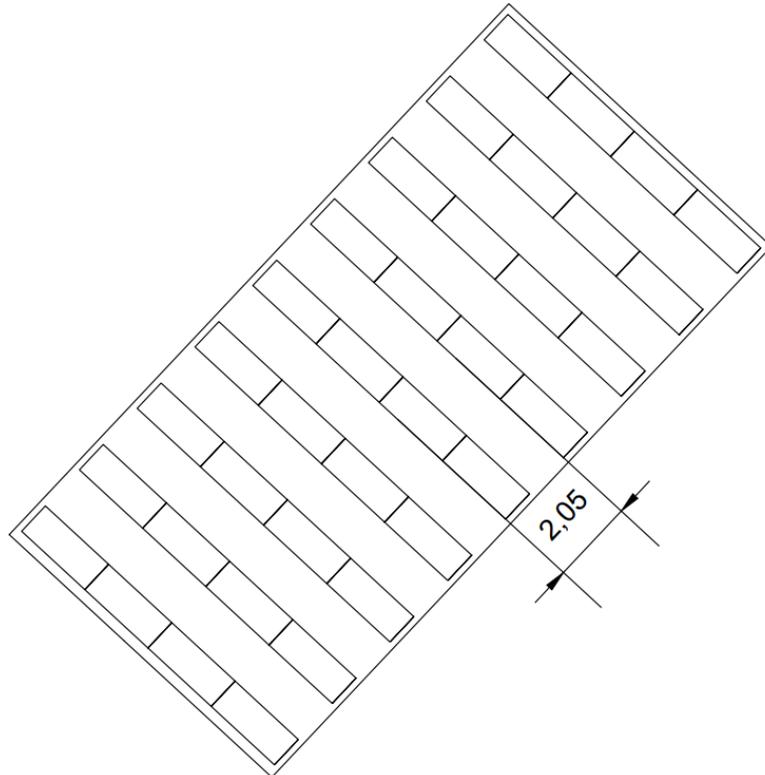
Se obtiene que como mucho pueden instalarse **20** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	28,92
FEBRERO	34,69
MARZO	43,58
ABRIL	45,11
MAYO	47,55
JUNIO	49,68
JULIO	52,20
AGOSTO	52,22
SEPTIEMBRE	47,08
OCTUBRE	38,69
NOVIEMBRE	28,35
DICIEMBRE	24,39
AÑO	41,07

*Tabla 26: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 0º, paneles en vertical y techo ampliado.*

### 7.2.8.- DISTRIBUCION G – AZIMUT 47° | PANELES EN HORIZONTAL | TECHO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **2,054** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:



*Ilustración 24: Distribución óptima de paneles fotovoltaicos para Azimut 47°, paneles en horizontal y techo ampliado.*

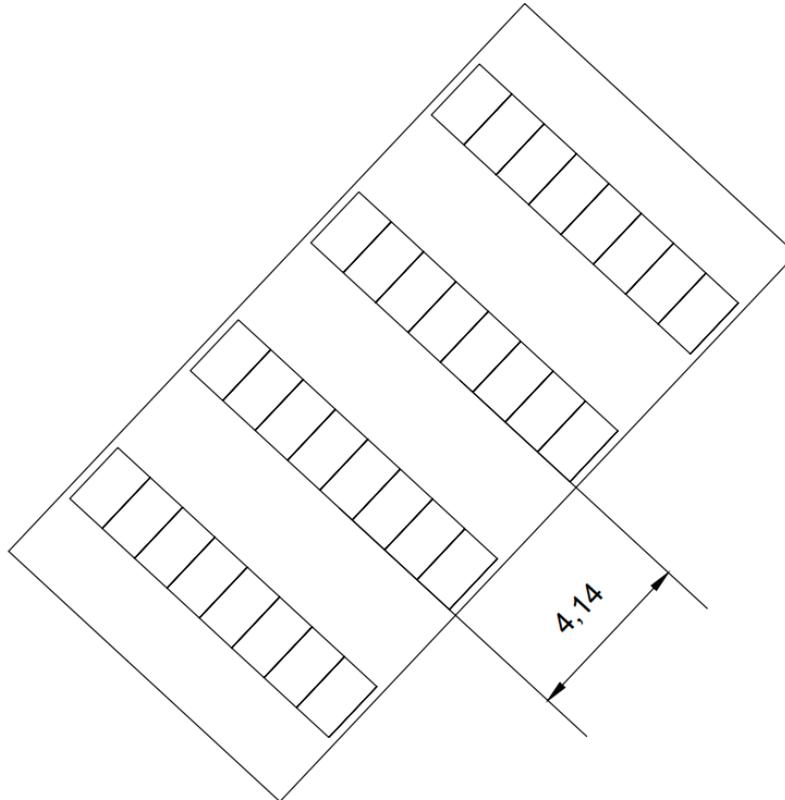
Se obtiene que como mucho pueden instalarse **36** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	43,00
FEBRERO	53,86
MARZO	70,73
ABRIL	77,89
MAYO	85,39
JUNIO	91,15
JULIO	95,01
AGOSTO	91,47
SEPTIEMBRE	78,35
OCTUBRE	60,90
NOVIEMBRE	42,93
DICIEMBRE	36,38
AÑO	69,01

*Tabla 27: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 47°, paneles en horizontal y techo ampliado.*

### 7.2.9.- DISTRIBUCION H – AZIMUT 47º | PANELES EN VERTICAL | TECHO AMPLIADO

La separación que se utiliza en este caso es de **4,144** metros, obteniéndose entonces una distribución de este modo:



*Ilustración 25: Distribución óptima de paneles fotovoltaicos para Azimut 47º, paneles en vertical y techo ampliado.*

Se obtiene que como mucho pueden instalarse **32** paneles fotovoltaicos, y los resultados del precálculo en PVSYST bajo estas condiciones son los siguientes:

MES	KWh/día
ENERO	38,22
FEBRERO	47,88
MARZO	62,87
ABRIL	69,24
MAYO	75,91
JUNIO	81,02
JULIO	84,45
AGOSTO	81,31
SEPTIEMBRE	69,65
OCTUBRE	54,14
NOVIEMBRE	38,16
DICIEMBRE	32,33
AÑO	61,34

*Tabla 28: Producción anual paneles fotovoltaicos para Azimut 47º, paneles en vertical y techo ampliado.*

### 7.2.10.- DISTRIBUCION OPTIMA CON AMPLIACION

Tras este análisis se llega a la conclusión que la mejor distribución posible es la **DISTRIBUCION G**, con el techo ampliado, azimut 47º y los paneles en horizontal, llegando a obtener en diciembre hasta 36 kWh diarios y en julio 95 kWh.

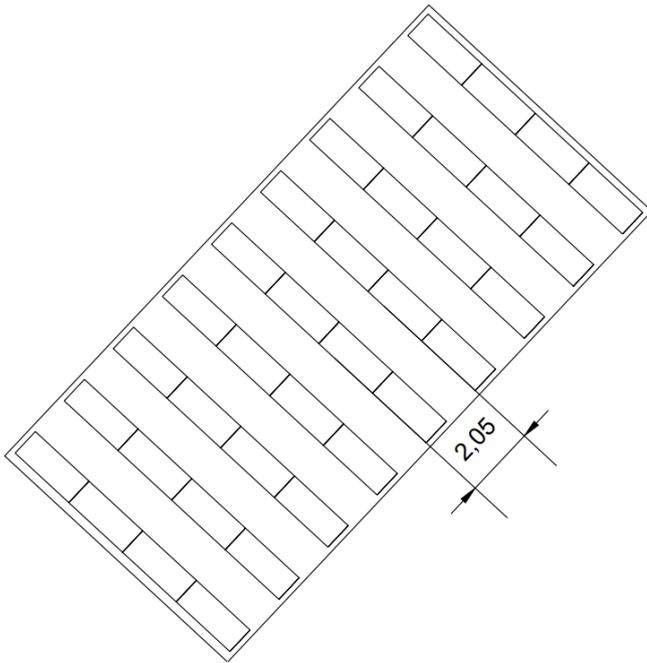


Ilustración 26: Esquema de la DISTRIBUCION G.

MES	KWh/día
ENERO	43,00
FEBRERO	53,86
MARZO	70,73
ABRIL	77,89
MAYO	85,39
JUNIO	91,15
JULIO	95,01
AGOSTO	91,47
SEPTIEMBRE	78,35
OCTUBRE	60,90
NOVIEMBRE	42,93
DICIEMBRE	36,38
AÑO	69,01

Tabla 29: Producción anual DISTRIBUCION G.

Con esta distribución, la potencia obtenida es algo baja, pero se puede estudiar la posibilidad de realizar una instalación eólica que la complemente y analizar si es más o menos rentable que una única instalación eólica.

Hay que tener en cuenta, que no solo se necesita la potencia para alimentar una bomba durante 5 horas, además se necesita sobredimensionar algo la instalación, para que en el caso de que se fueran a utilizar, poder cargar las baterías .

De todos modos, para que los cálculos de la instalación fotovoltaica estén completos, se va a seleccionar un inversor adecuado y la distribución de paneles serie-paralelo óptimos para el funcionamiento del sistema. De este modo ya se tendrán todos los elementos seleccionados para posteriormente realizar una comparación de precios y analizar la rentabilidad.

### 7.2.11.- DISTRIBUCION OPTIMA SIN AMPLIACION

La mejor distribución sin necesidad de ampliar el tejado es la **DISTRIBUCION C**, con azimut de 47º y los paneles en horizontal, aportando hasta 57,51 kWh en julio.

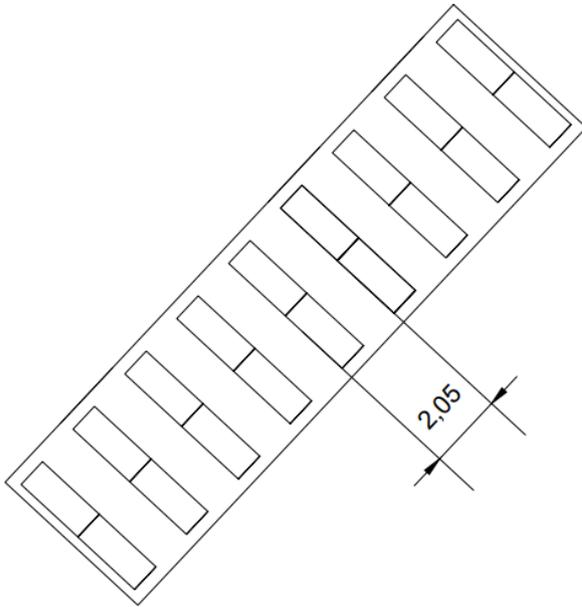


Ilustración 27: Esquema de la DISTRIBUCION C.

MES	KWh/día
ENERO	21,50
FEBRERO	26,93
MARZO	35,36
ABRIL	38,95
MAYO	42,69
JUNIO	45,57
JULIO	57,51
AGOSTO	45,74
SEPTIEMBRE	39,18
OCTUBRE	30,45
NOVIEMBRE	21,47
DICIEMBRE	18,19
AÑO	34,50

Tabla 30: Producción anual DISTRIBUCION G.

Esta selección se está realizando debido a que en el caso de la distribución anterior, se obtiene bastante más producción energética que en esta, pero los costes que conlleva ampliar el techo pueden resultar en que la distribución C sea más rentable y adecuada para una instalación híbrida.

Al igual que para la distribución G, se va a seleccionar la mejor conexión serie-paralelo y un inversor adecuado para estas condiciones.

## 7.3.- SELECCIÓN DEL INVERSOR

### 7.3.1.-INVERSOR PARA DISTRIBUCION G

El inversor es el encargado de transformar la potencia generada de los paneles solares en forma de corriente continua a corriente alterna. A la hora de seleccionar un inversor, hay que tener en cuenta como se conectan los paneles solares, ya que al conectar en serie, la tensión de cada placa se suma y en paralelo es la corriente la que se suma.

En este caso, se va a hacer uso de PVSYST, probando con diferentes inversores y distribuciones hasta obtener una que sea compatible. La tensión Voc (-10°C) es de 54,2V y la tensión Vmpp (60°C) es de 35,6V.

Las únicas distribuciones posibles son 1x36, 2x18, 3x12, 4x9, 6x6, 9x4, 12x3, 18x2 y 36x1. Si utilizamos 6 o menos paneles en serie, se obtiene muy poca tensión, y con 18 o más es demasiada la tensión que se requiere. Esto resulta en que las únicas distribuciones validas son 9x4 y 12x3.

Una buena distribución en la que no se obtiene ni demasiada tensión ni demasiada corriente, es un 9x4, es decir, 9 paneles en serie y 4 paneles en paralelo. En este caso, se obtiene que el inversor debe funcionar al menos desde 321V hasta 488V. Mediante PVSYST se realiza un análisis de prueba y error, ya que este software indica cualquier problema, que tendría el inversor seleccionado teniendo en cuenta como se ha realizado la distribución.

Comenzamos con una distribución 9x4, para la cual se necesita un inversor que funcione desde los 321V hasta los 488V. Esta es la lista de inversores que no darían ningún problema:

MODELO	PRECIO
INVT 15kW – 2 MPPT	3.121,80 €
AOTAI 15kW [ASP-15KTLC]	2265,88 €

Tabla 31: Lista de inversores compatibles con la DISTRIBUCION G en conexión 9x4.

Ahora, para el caso de la distribución 12x3, se requiere un inversor que admita valores de tensión desde 428V hasta 651 V. Se obtiene que los inversores más adecuados serían:

MODELO	PRECIO
Fronius SYMO 15.0-3-208/220	2.537 €
Kostal Piko 15	2.353 €

Tabla 32: Lista de inversores compatibles con la DISTRIBUCION G en conexión 12x3.

Tras analizar todos los inversores, el que se va a utilizar es el modelo **Kostal Piko 15**, que se utiliza para una distribución **12x3**. Esto es debido, a que el primer modelo de todos, INVT 15kW-2MPPT es bastante caro, el segundo, a pesar de ser más barato, es de una marca extranjera, y es podría dificultarse el proceso de su compra y por último el modelo Fronius, es bastante similar al Kostal, pero ligeramente más caro .

Los datos técnicos más importantes de este inversor son:

*Potencia FV nominal: 15 kW*  
*Potencia FV máxima: 22,5 kW*  
*Corriente FV máxima: 25 A*  
*Frecuencia: 50 Hz*  
*Voltaje de red: 400V*  
*Eficiencia: 97,20 %*  
*Voltaje MPP mínimo: 160 V*  
*Voltaje MPP nominal: 680 V*  
*Voltaje MPP máxima: 800 V*  
*Voltaje min para P.Nominal: 390 V*  
*Voltaje max para P.Nominal: 800 V*



Ilustración 28: Inversor Kostal Piko 15.

La conexión serie-paralelo de los paneles fotovoltaicos queda entonces de este modo:

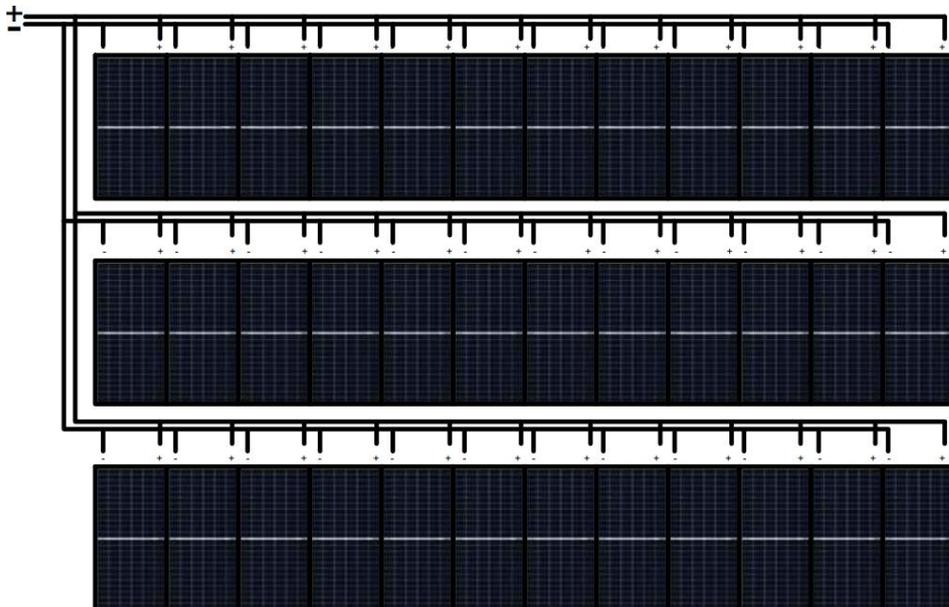


Ilustración 29: Conexión serie-paralelo paneles fotovoltaicos (12x3).

### 7.3.2.-INVERSOR PARA DISTRIBUCION C

Para este caso se va a seleccionar una conexión serie paralelo 9x2, que es la que mejor tensión y corriente de entrada al inversor proporciona. El rango en que se encuentra la tensión se encuentra entre los valores de 320,4 V a 487,8 V.

Algunos de los inversores que cumplen estas especificaciones son los mostrados a continuación:

MODELO	PRECIO
FRONIUS Symo GEN 24 10.0 Plus	3.796 €
KOSTAL Piko 10	2.553,10 €
EQX 10000-2T	1510,08 €

Tabla 33: Lista de inversores válidos para la DISTRIBUCION C.

La mejor opción aquí es la última, el modelo EQX 10000-2T, debido a que es el más barato. Además, este modelo está preparado para cargas superiores, sin embargo en este caso, eso no es un problema, ya que no es más caro que las demás opciones.

Los datos técnicos de este inversor son:

- Potencia FV nominal: 10 kW
- Potencia FV máxima: 13 kW
- Corriente FV máxima: 28 A
- Frecuencia: 50 Hz
- Voltaje de red: 400V
- Eficiencia: 97,22 %
- Voltaje MPP mínimo: 200 V
- Voltaje MPP nominal: 610 V
- Voltaje MPP máxima: 800 V
- Voltaje min para P.Nominal: 400 V
- Voltaje max para P.Nominal: 800 V



Ilustración 30: Inversor EQX 10000-2T

La conexión serie paralelo se realizaría de este modo:

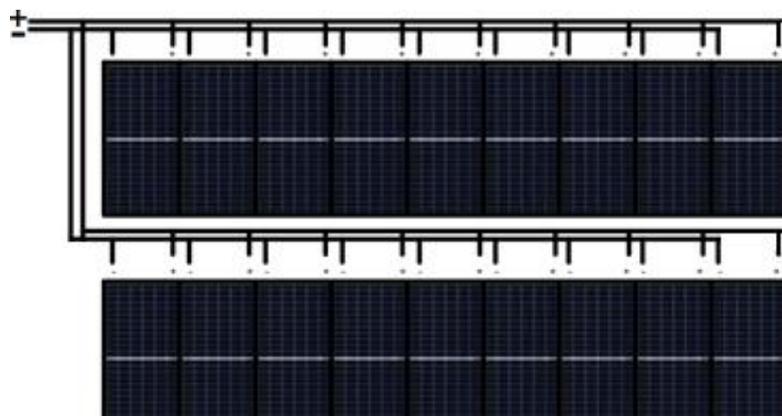


Ilustración 31: Ilustración 28: Conexión serie-paralelo paneles fotovoltaicos (9x2).

## 8.- Estudio instalación eólica

### 8.1.- CALCULO DE POTENCIA A INSTALAR

Ahora se va a realizar el estudio acerca de la viabilidad de instalar uno o más aerogeneradores para alimentar el bombeo. Hay que tener en cuenta que para seleccionar un aerogenerador, debe tenerse en cuenta la velocidad del viento, y la duración de este, es decir, cuantas horas al día hay viento.

Para realizar este precálculo, se va a suponer que la energía necesaria al día es de 200kWh. Esta cantidad ha sido calculada multiplicando 39kW (cantidad que ha sido estimada en el apartado 5.3) por las 5 horas que funciona el bombeo durante el día, ya que como ya se indicó, durante la noche se contrata la energía para alimentar dos bombas y no es necesario el uso de energías renovables.

Lo siguiente que se debe estimar, es la cantidad de horas al día con viento y la velocidad media. Hay que tener en cuenta un factor, que el viento allí es algo superior al que se obtuvo en el apartado 6.3, sin embargo, para todos los cálculos se utilizaran esos datos, para que los resultados sean en un entorno mas pesimista.

Teniendo en cuenta los datos por hora que se pueden obtener en [meteosolana](http://meteosolana), se va a seleccionar un tiempo aproximado de 16 horas diarias con viento, teniendo en cuenta que hay días con viento las 24 horas, otros en los que durante 2-3 horas se detiene y otros con apenas 5-10 km/h durante todo el día.

Se va a seleccionar una velocidad media de unos 30k/h. Se debe tener en consideración, que tanto esta velocidad media como las 20 horas diarias de viento, son datos más pesimistas de lo que realmente se tiene, pero es necesario utilizar situaciones más desfavorables para el estudio, ya que no se puede saber cómo será el viento en un futuro, y si se realizan los cálculos utilizando velocidades mayores y 24 h al día, el estudio podría aportar mejores resultados de los que realmente se obtendrían.

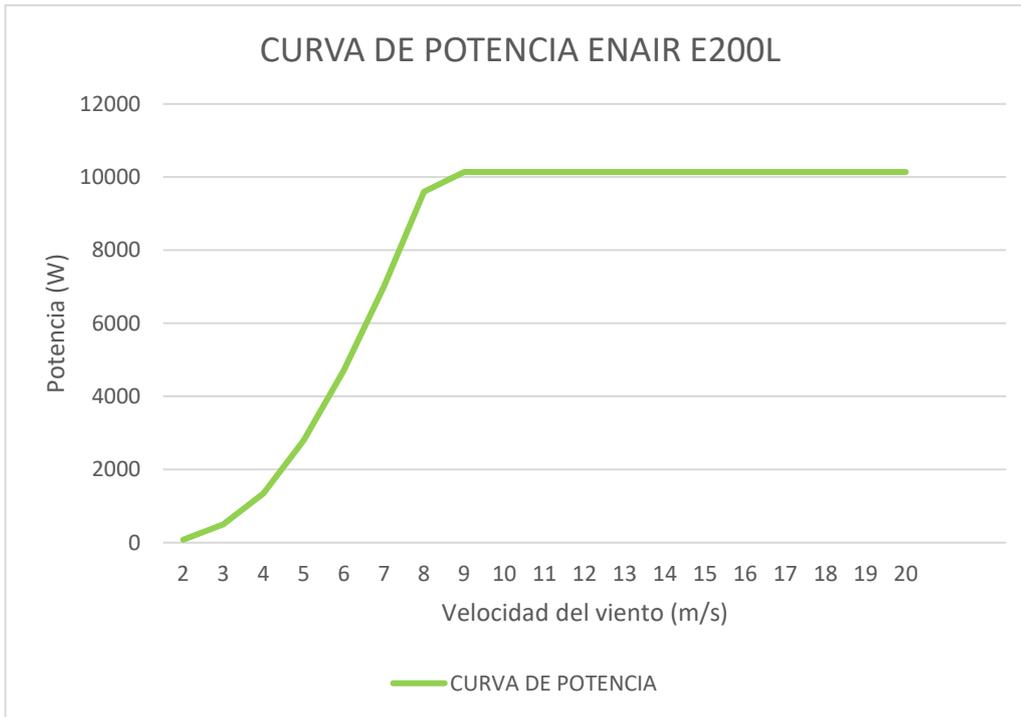
De este modo se obtiene que se deben generar 200kWh en 16 horas, o lo que es lo mismo, unos 12,5kW cada hora.

A continuación, se van a analizar algunos aerogeneradores con el fin de seleccionar aquel que proporcione la energía necesaria para alcanzar esos 200kWh diarios. Se debe tener en cuenta que estos cálculos son aproximaciones muy generales, y que solo son útiles para comenzar a analizar aerogeneradores desde una potencia en adelante.

## 8.2.- ESTUDIO DE DISTINTOS MODELOS DE AEROGENERADORES

### 8.2.1.- AEROGENERADOR ENAIR E200L

Para comenzar se va a elegir el modelo de **Enair E200L**, el cual tiene una potencia de 20kW, pero está limitada a 10kW por software. Su curva de potencia es la siguiente:



Gráfica 1: Curva de potencia aerogenerador Enair E200L.

POTENCIA (W)	VEL. VIENTO (m/s)
0	0
0	1
80	2
500	3
1.350	4
2.800	5
4.700	6
7.000	7
9.600	8
10.140	9
10.140	10
10.140	11
10.140	12
10.140	13
10.140	14
10.140	15
10.140	16
10.140	17
10.140	18
10.140	19
10.140	20

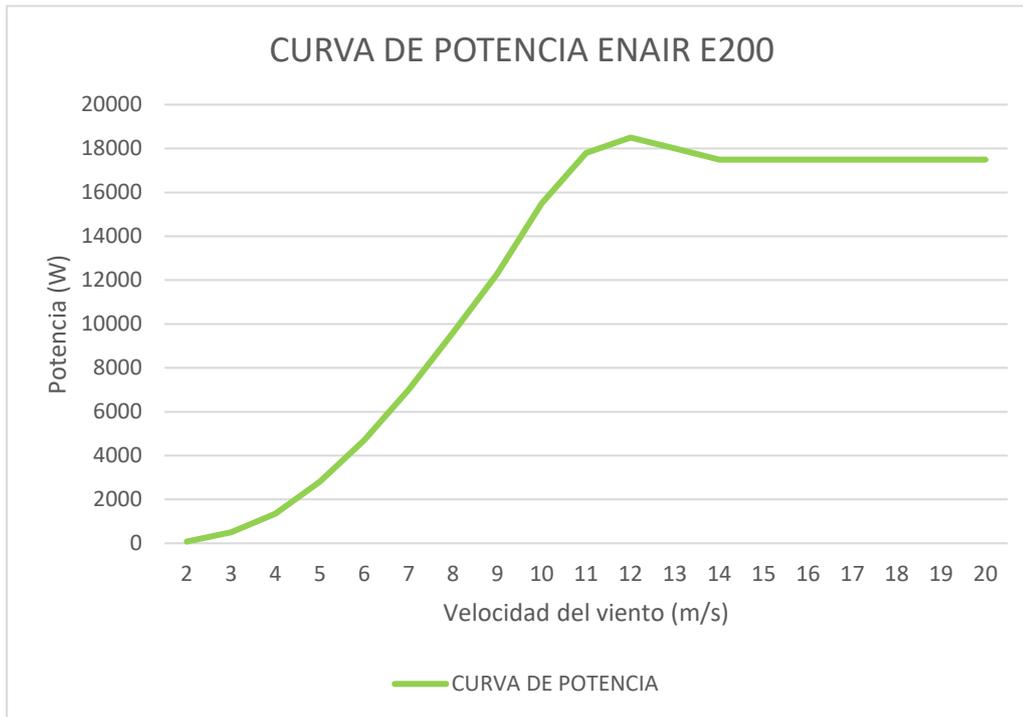
Tabla 34: Datos curva de potencia aerogenerador Enair E200L.

Analizando los datos de la curva de potencia, se puede apreciar que a una velocidad de 8,5 m/s se obtiene 9.600 W, que es prácticamente 10.140 W, la máxima potencia que se puede obtener en este aerogenerador. Sin embargo esta potencia está algo lejos de lo que realmente se requiere para la instalación al no llegar ni a esos 12,5 kW estimados.

Este aerogenerador es de Clase I, consta de un diámetro de palas de 9,8 metros y un área de barrido de 75,4 m<sup>2</sup>. Su velocidad de arranque son 1,85 m/s y la de corte 30 m/s. Su Cp es de 0,48.

### 8.2.2.- AEROGENERADOR ENAIR E200

La siguiente opción que ofrece esta marca es el aerogenerador **Enair E200**, el cual también es de 20kW, pero en este caso se alcanzan hasta los 18kW de potencia generada. Para este caso la curva de potencia sería así:



Grafica 2: Curva de potencia aerogenerador Enair E200.

POTENCIA (W)	VEL. VIENTO (m/s)
0	0
0	1
80	2
500	3
1.350	4
2.800	5
4.700	6
7.000	7
9.600	8
12.300	9
15.500	10
17.800	11
18.500	12
18.000	13
17.500	14
17.500	15
17.500	16
17.500	17
17.500	18
17.500	19
17500	20

Este aerogenerador tiene una curva bastante similar al modelo anterior pero, como es natural, llega a potencias más elevadas. Se llegan a alcanzar 18,5 kW de potencia generada en su máximo punto, lo cual es bastante más de lo estimado, aunque en los cálculos del siguiente apartado se comprobara si es o no una cantidad excesiva de potencia.

Tabla 35: Datos curva de potencia aerogenerador Enair E200L.

Este aerogenerador es de Clase I, consta de un diámetro de palas de 9,8 metros y un área de barrido de 75,4 m<sup>2</sup>. Su velocidad de arranque son 1,85 m/s y la de corte 30 m/s. Su Cp es de 0,48.

### 8.2.3.- AEROGENERADOR GE-20

El último aerogenerador que se va a estudiar es el modelo **GE-20**, de Layer Electronics s.r.l., que también ofrece una potencia de 20kW. La curva de potencia de este aerogenerador es la mostrada a continuación:



POTENCIA (W)	VEL. VIENTO (m/s)
0	0
0	1
0	2
3.00	3
1.000	4
1.600	5
2.200	6
2.900	7
4.800	8
6.150	9
8.700	10
12.300	11
17.500	12
23.200	13

Tabla 36: Datos curva de potencia aerogenerador GE-20.

La curva de este aerogenerador asciende más lenta que las anteriores, lo cual es algo negativo en caso de no tener velocidades de viento algo elevadas. Sin embargo, al superar los 12 m/s este aerogenerador obtiene potencias relativamente superiores al modelo E200.

Este aerogenerador es de Clase I, consta de un diámetro de palas de 6,2 metros y un área de barrido de 30,2 m<sup>2</sup>. Su velocidad de arranque son 3 m/s y la de corte 25 m/s.

### 8.2.4.- CONCLUSION

El modelo Enair E200L lo más posible es que se quede corto, así que las únicas dos opciones viables serán las dos últimas. Sin embargo, el modelo GE-20, a pesar de generar una potencia superior al E200 en velocidades superiores a 13m/s (46,8km/h), produce menos con velocidades inferiores, es decir, se dependería demasiado de tener altas velocidades. Igualmente se va a realizar a continuación el cálculo de la potencia anual generada por cada uno de los tres modelos según las frecuencias del viento obtenidas en el apartado 6.3.

### 8.3.- POTENCIA ANUAL GENERADA POR CADA AEROGENERADOR

Para realizar este cálculo se van a utilizar las frecuencias obtenidas mediante la distribución de Weibull y las curvas de potencia de cada aerogenerador.

VELOCIDAD (m/s)	FRECUENCIA (%)	POTENCIA E200L (W)	ENERGIA E200L (Wh)	POTENCIA E200 (W)	ENERGIA E200 (Wh)	POTENCIA GE-20 (W)	ENERGIA GE-20 (Wh)
0	2,190823	0	0	0	0	0	0
1	4,0424695	0	0	0	0	0	0
2	5,084402	80	35631,48922	80	35631,48922	0	0
3	5,7374389	500	251299,8238	500	251299,8238	300	150779,8943
4	6,116907	1350	723385,4218	1350	723385,4218	1000	535841,0532
5	6,286526	2800	1541959,097	2800	1541959,097	1600	881119,4842
6	6,291337	4700	2590269,27	4700	2590269,27	2200	1212466,467
7	6,1670711	7000	3781647,999	7000	3781647,999	2900	1566682,742
8	5,943683	9600	4998399,656	9600	4998399,656	4800	2499199,828
9	5,6465993	10140	5015670,881	12300	6084097,814	6150	3042048,907
10	5,297614	10140	4705679,802	15500	7193100,289	8700	4037417,582
11	4,9151892	10140	4365985,62	17800	7664156,216	12300	5296018,059
12	4,514762	10140	4010300,553	18500	7316623,297	17500	6921130,146
13	4,109002	10140	3649878,553	18000	6479074,354	23200	8350806,945
14	3,7080625	10140	3293738,429	17500	5684459,813	23200	7535969,58
15	3,319839	10140	2948893,469	17500	5089313,187	23200	6746975,196
16	2,950237	10140	2620589,319	17500	4522713,321	23200	5995825,66
17	2,6034287	10140	2312531,991	17500	3991056,197	23200	5291000,216
18	2,282117	10140	2027122,375	17500	3498485,361	23200	4637992,021
19	1,9877809	10140	1765674,213	17500	3047268,12	23200	4039806,879
20	1,7209003	10140	1528613,784	17500	2638140,16	23200	3497420,098
21	1,481169	10140	1315669,101	17500	2270632,077	23200	3010209,382
22	1,2676784	10140	1126033,086	17500	1943350,987	23200	2576328,166
23	1,07907957	10140	958507,5352	17500	1654228,981	23200	2193034,992
24	0,913721926	10140	811626,2929	17500	1400735,713	23200	1856975,345
25	0,769768658	10140	683757,7872	17500	1180055,353	23200	1564416,239
26	0,645290071	10140	573187,9396	17500	989229,6788	0	0
27	0,538341478	10140	478189,3546	17500	825277,4858	0	0
28	0,447014029	10140	397066,4695	17500	685272,5065	0	0
29	0,36948345	10140	328198,8472	17500	566418,1289	0	0
30	0,3040363	10140	270064,5	17500	466087,6479	0	0
		PRODUCCION ANUAL E200L (Kwh)	<b>59.109,572</b>	PRODUCCION ANUAL E200 (Kwh)	<b>89.112,369</b>	PRODUCCION ANUAL GE-20 (Kwh)	<b>83.439,464</b>

Tabla 37: Producción energética anual para Enair E200L, Enair E200 y GE-20.

Lo primero de todo, se debe conocer cuál es la potencia que el bombeo demanda. El cálculo es el siguiente:  $200 \text{ kWh/día} \times 365 \text{ día/año} = 73.000 \text{ kWh/año}$ . Se debe recordar que esta aproximación está redondeada de modo que sea más restrictiva, es decir, en la aplicación real no se llegarían a 70.000 kWh/año, ya que se obtendrá un consumo de unos 185 kWh/día.

Una vez aclarado esto solo hay que observar la Tabla 34, en la cual se puede identificar rápidamente los aerogeneradores que cumplen con la energía mínima que se necesitaría anualmente. El modelo E200L se queda algo lejos de la energía que se requiere, en cambio tanto el E200 como el GE-20 no solo alcanzan los 73.000 kWh/anuales, los superan en más de 10.000 kWh.

Sin embargo, el modelo que finalmente se va a utilizar es el **Enair E200L**, y es por varias razones. La primera de todas es que anualmente se ha estimado que llega a producir más de 5.000 kWh más que el GE-20. Además se debe tener en cuenta lo que se comentó en el apartado 8.2, y es que el GE-20 produce menos energía que el E200 cuando se encuentra funcionando a velocidades inferiores a 13 m/s (46,8 km/h), lo cual es bastante elevado, y depender de que haya altas velocidades de viento no nos proporciona la seguridad de alcanzar la demanda energética diaria. Además, con la potencia que genera el E200 en su punto de máxima potencia, es más que suficiente, y producir una cantidad superior a esa solo serviría para obtener una compensación mayor en la tarifa eléctrica por entregar energía a la red, y es más rentable evitar consumir de la red que reducir el precio por los excedentes de energía.



*Ilustración 32: Aerogenerador Enair E200.*

## 8.4.- CONEXIÓN DEL AEROGENERADOR AL BOMBEO

La conexión de este sistema se realizaría como se indica en la siguiente ilustración:

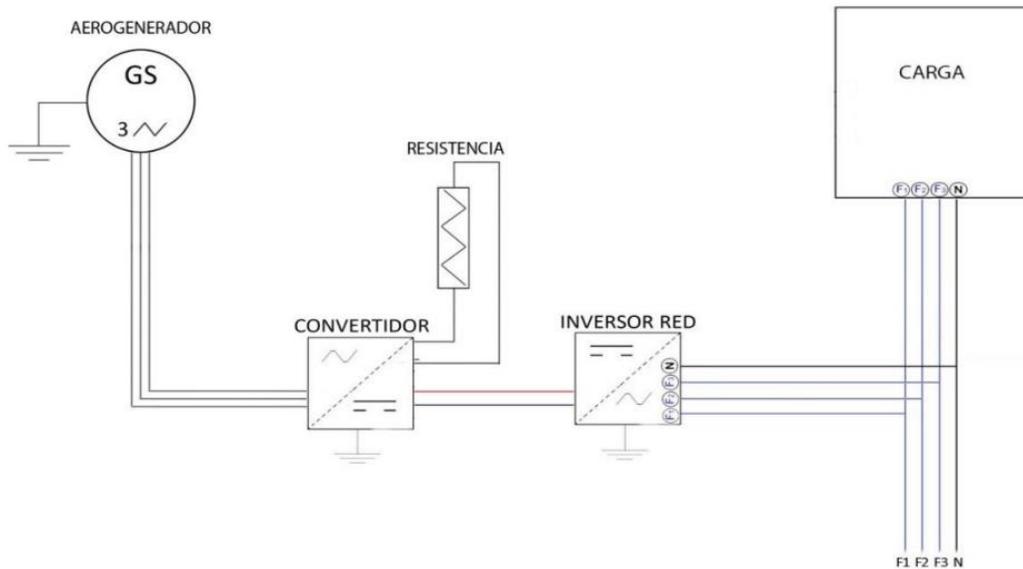


Ilustración 23: Esquema de conexión del aerogenerador a la instalación. Fuente: Manual Enair E200.

Básicamente a la salida del aerogenerador hay un convertidor que transforma la corriente alterna, generada con una forma de onda distinta al que aporta la red, en corriente continua. Posteriormente pasa por un inversor que la vuelve a convertir en corriente alterna pero esta vez ya tiene la misma forma que la red. Posteriormente deberían conectarse las fases de la red con las de la salida del inversor y la entrada a la carga.

En este caso no se conectaría a la carga directamente, se realizaría la conexión a la entrada del cuadro, que es donde están instalados los distintos sistemas de control que encienden y apagan las bombas.

Además, a la entrada de la red, habría que instalar un contador bidireccional, que es capaz de detectar cuanta potencia se consume de la red y cuanta se aporta, para que al momento de realizarse la factura, se tengan contadas las horas exactas para cada caso.



Ilustración 34: Cuadro eléctrico con la conexión de embarrado.

## 9.- Baterías

Como se ha indicado en algunas ocasiones, existe la posibilidad de que se usen baterías, ya que de este modo, se podría conseguir que durante las horas en llano que se enciende la bomba, toda la energía provenga de la batería, en lugar de una parte de la producción con energías renovables y la otra de la red.

Se van a escoger unas baterías como apoyo para el aerogenerador, ya que como quedó claro en el apartado 7, dada la superficie del techo, la producción de energía mediante paneles solares es bastante baja.

La idea es tener las baterías totalmente cargadas, y que al momento de encenderse la bomba, toda la energía proceda de la batería, y como consecuencia esta se vaciará en cierta medida, al mismo tiempo que el aerogenerador produce energía. Si se supone una producción media de 10 kWh en cada hora, al momento de encenderse la bomba, solo se descargarían 27 kWh de las baterías, ya que de los 37 que se necesitan, 10 los estaría produciendo el aerogenerador.

Como se sabe, durante el día, se enciende una sola bomba y como máximo 5 horas al día, de modo que se necesitarían baterías capaces de soportar una descarga sin descanso de 27 kW durante 5 horas seguidas, ya que podría darse ese caso en alguna ocasión. Esto da un resultado de 135 kWh de capacidad de batería, pero se debe tener en cuenta que las baterías podrían no estar cargada al principio del día y que también no se den las condiciones más adecuadas de viento, por lo que, para tener un margen de seguridad, una cantidad adecuada serian unos 200 kWh.

Dadas las magnitudes que se están utilizando, lo mejor es utilizar baterías de 48 V, con algo más de 4150 Ah. En [AutoSolar](#) se pueden encontrar dos opciones que cumplen perfectamente con estas condiciones, una ligeramente por debajo, y otra ligeramente por encima. Las opciones son las siguientes:

BATERIA	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA	PRECIO
<b>OPCION 1</b>	48 V	4.090 Ah	196.320 kWh	35.447,48 €
<b>OPCION 2</b>	48 V	4.420 Ah	212.160 kWh	37.480,42 €

Tabla 38: Comparativa de baterías de AutoSolar.

Ambas opciones son buenas, con una diferencia de 2.000 € y 16kWh. Se va a seleccionar la **OPCION 1**, ya que la diferencia no es demasiada, y lo más probable es que si se agotan las baterías de la OPCION 1, también lo harán las de la OPCION 2, debido a que 16 kWh es la energía que consume una bomba en 30 minutos.

Para las baterías además es necesario seleccionar un inversor, en este caso trifásico, para convertir la tensión almacenada en corriente continua a corriente alterna y sincronizada con la red.

Como las bombas son de 37 kW, se necesita un inversor capaz que convertir esa cantidad de potencia, y una de las mejores opciones que hay es el INVT 40 kW Trifásico de Renovables del sur. Sin embargo, los inversores siempre tienen pérdidas, que pueden estar alrededor del 10%, por lo tanto, con 40 kW se obtendrían 36, lo cual está ligeramente por debajo de las necesidades, y lo que se desea es que toda la energía provenga de las baterías.

Entonces la opción que finalmente se escoge es el siguiente modelo, el de 50 kW, que además si hubiera alguna pérdida adicional, ya sea por los cables, las baterías etc... tiene bastante más margen que el anterior.

El modelo se llama **BG50KTR** y tiene un coste de 4.743,20 €.



*Ilustración 35: BAE 48V 4090Ah.*



*Ilustración 36: Inversor BG50KTR*

## 10.- Presupuesto

### 10.1.- ELECCION DEL METODO DE PRODUCCION DE ENERGIA RENOVABLE

A lo largo de este estudio se han contemplado dos posibilidades, la producción solar y la producción eólica. En el caso de la producción solar, se obtuvo que la mejor distribución aportaba aproximadamente 37 kWh al día en los meses con menos sol y 95 kWh diarios en los meses de verano. Se calculó que como resultado de la media de todos los meses, se obtenían unos 69,01 kWh al día, que multiplicado por 365 días da una producción anual de **25.188,65 kWh**.

En el caso de la producción eólica, se ha escogido un aerogenerador capaz de producir **89.112,369 kWh** anuales, lo cual es más del triple de lo que se produce con los paneles solares.

Realizando una aproximación del coste de ambas opciones se obtiene que la instalación solar costaría aproximadamente 9.000€, la mano de obra puede ascender a otros 1.000€ y la estructura para ampliar el tejado podría costar de 10.000 a 20.000€, dependiendo del material o del tipo de estructura, es decir, una caseta de hormigón, o soportes metálicos que permitan instalar los paneles a la misma altura que los demás. En resumen, unos **26.000€**.

En el caso del aerogenerador, el modelo E200 tiene un coste de 80.000€, incluyendo ya el inversor, los cables, la torre y el sistema de control. Además, los costes de instalación pueden estar alrededor de los 6500€, ya que no solo se necesitan operarios, sino alquiler de grúas y excavadoras. En resumen, aproximadamente **86.500€**.

Si se realiza una comparación simplificada, la instalación fotovoltaica produce **3,54** veces más de energía y cuesta **3,33** veces más caro, lo que se traduce en que el tiempo de amortización sería similar en ambos métodos, pero a más largo plazo, una vez amortizada la instalación eólica, se obtendrán mayores beneficios ya que la energía que se produce es mucho mayor, lo que supone menor consumo de la red y mayor venta de energía.

Sin embargo, debido a que más del 60% de los costes de la instalación solar más productiva son por la ampliación del tejado, se puede plantear la opción de utilizar la DISTRIBUCION C, que es la más productiva sin necesidad de aumentar la superficie del tejado, a modo de apoyo para el aerogenerador y funcionando en conjunto, es decir, una instalación híbrida.

Finalmente se selecciona el **aerogenerador** como método de obtención de la energía. A continuación se realizarán tres análisis económicos, el primero de ellos únicamente con el aerogenerador, y aplicando las correspondientes tarifas y costes de mantenimiento, el segundo, añadiendo baterías, que suponen una mayor inversión inicial pero pueden conseguir que se reduzca aún más el consumo de la red en periodo llano, y el tercero con una instalación híbrida, pero utilizando como solar la distribución C, debido a que esta tiene un coste inicial mucho más bajo al no necesitar una ampliación del tejado.

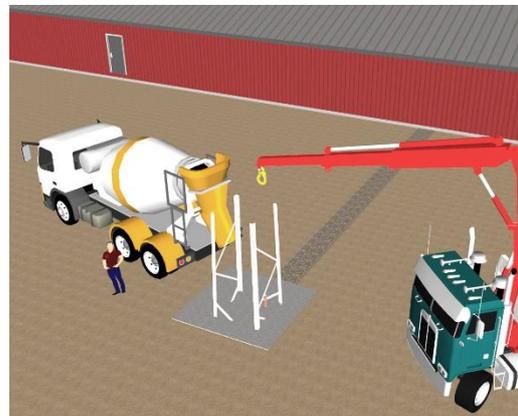
## 10.2.- COSTES DE LA INSTALACION EOLICA

Lo primero de todo, el aerogenerador, como se ha indicado en el apartado anterior, tiene un coste de 80.000 €, pero la instalación tiene un precio aparte. Simplemente siguiendo el manual del propio aerogenerador se indica que equipo se va a utilizar y el tiempo que se puede demorar cada paso.

El proceso de instalación se lleva a cabo en 3 días distintos, para el primer día se necesita una excavadora y un técnico trabajando unas 3-4 horas para hacer un agujero de 3x3x3. Tras haber realizado el agujero hay que poner el tubo de cableado y colocar la base de la torre del aerogenerador, por lo que se necesitan a 2 técnicos y una grúa durante unas 8 horas. Posteriormente se usan 27m<sup>3</sup> de hormigón para rellenar el agujero y se dejara secar de 2 a 10 días.

El día 1 por lo tanto se resume en:

- 1 técnico<sub>[14]</sub>/3 horas: 30x3 = 90 €
- 2 técnicos/8horas: 2x30x8 = 480 €
- 1 excavadora<sub>[15]</sub>/3 horas: 50x3 = 150 €
- 1 grúa<sub>[16]</sub> /3 horas: 75x3 = 225 €
- 27m<sup>3</sup> de hormigón<sub>[17]</sub>: 60x27 = 1620 €



*Ilustración 37: Día 1 de montaje del aerogenerador. Fuente: Manual del E200.*

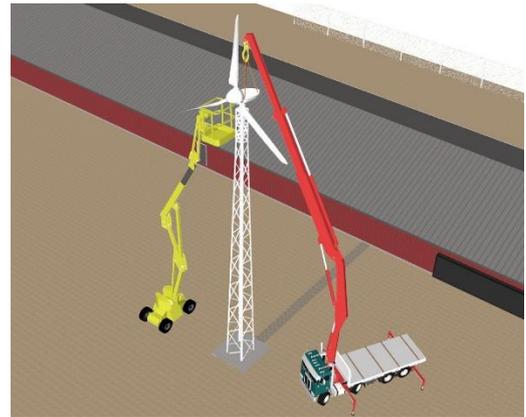
En el segundo día de trabajo, con el hormigón ya seco, se utiliza una grúa para montar el resto de la torre sobre el tramo ya instalado, para lo que se necesita una grúa que pueda levantar hasta 2700 kg hasta unos 20 metros de altura y 2 técnicos trabajando unas 4 horas. Posteriormente se montan las palas sobre su estructura de embalaje, por lo que se necesitar 2 técnicos y 1 grúa trabajando 3 horas. Finalmente se eleva toda la estructura de del aerogenerador y se atornilla a la torre, por lo que se necesitan 2 grúas y 2 técnicos trabajando 2 horas.

El día 2 se resume en:

-2 técnicos/9 horas:  $2 \times 30 \times 9 = 540$  €

-1 grúa/9 horas:  $75 \times 9 = 675$  €

-1 grúa/2 horas:  $75 \times 2 = 150$  €

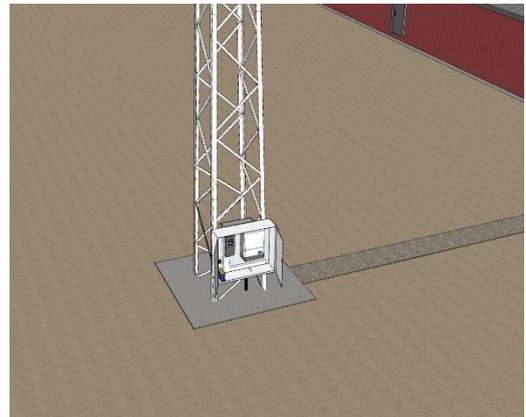


*Ilustración 38: Día 2 de montaje del aerogenerador. Fuente: Manual del E200.*

El tercer y último día consiste en realizar la instalación eléctrica, montando el armario en la base de la torre y realizando las distintas conexiones. Para ello se necesitan a 2 técnicos trabajando 6 horas:

El día 3 se resume en:

-2 técnicos/6 horas:  $2 \times 30 \times 6 = 360$  €



*Ilustración 39: Día 3 de montaje del aerogenerador. Fuente: Manual del E200.*

Los costes de la instalación del aerogenerador son:

-80.000 € por el aerogenerador

-4.290 € por la instalación

En total, el aerogenerador cuesta **84.290 €**.

### 10.3.- FACTURACION ANUAL ACTUAL

Antes de calcular la nueva facturación, es necesario conocer cuánto se está pagando ahora mismo, para de ese modo comparar los resultados y conocer cuánto se está ahorrando con cada opción.

A continuación se van a realizar los cálculos mensuales para obtener la facturación a lo largo de un año. La tarifa utilizada es la 6.1 TD, y se contratan 43kW desde el P1 al P5 y 79,9kW en el P6. Se va a suponer el escenario más pesimista, es decir, 5 horas de bombeo durante el día y 8 horas durante la noche.

MES	TERMINO POTENCIA	TERMINO ENERGIA	POT+ ENERGIA	Impto. Eléctrico	Alquiler Equipos	SUBTOTAL	IVA(21%)	TOTAL
ENERO	84,49 €	2.350,72 €	2.435,21 €	124,50 €	41,23 €	2.600,94 €	546,20 €	3.147,14 €
FEBRERO	73,95 €	2.117,09 €	2.191,04 €	112,02 €	37,24 €	2.340,30 €	491,46 €	2.831,76 €
MARZO	54,72 €	2.275,37 €	2.330,09 €	119,13 €	41,23 €	2.490,45 €	522,99 €	3.013,44 €
ABRIL	24,12 €	2.122,26 €	2.146,38 €	109,74 €	39,90 €	2.296,02 €	482,16 €	2.778,18 €
MAYO	25,05 €	2.193,30 €	2.218,34 €	113,42 €	41,23 €	2.372,99 €	498,33 €	2.871,32 €
JUNIO	45,22 €	2.159,59 €	2.204,80 €	112,72 €	39,90 €	2.357,43 €	495,06 €	2.852,49 €
JULIO	84,49 €	2.350,72 €	2.435,21 €	124,50 €	41,23 €	2.600,94 €	546,20 €	3.147,14 €
AGOSTO	47,10 €	2.232,32 €	2.279,42 €	116,54 €	41,23 €	2.437,19 €	511,81 €	2.949,00 €
SEPTIEMBRE	45,22 €	2.159,59 €	2.204,80 €	112,72 €	39,90 €	2.357,43 €	495,06 €	2.852,49 €
OCTUBRE	25,05 €	2.193,30 €	2.218,34 €	113,42 €	41,23 €	2.372,99 €	498,33 €	2.871,32 €
NOVIEMBRE	52,50 €	2.200,77 €	2.253,27 €	115,20 €	39,90 €	2.408,37 €	505,76 €	2.914,13 €
DICIEMBRE	84,49 €	2.350,72 €	2.435,21 €	124,50 €	41,23 €	2.600,94 €	546,20 €	3.147,14 €
TOTAL						<b>29.235,98 €</b>	TOTAL	<b>35.375,54 €</b>

Tabla 39: Facturación anual bombeo Muela-3.

El impuesto eléctrico que se aplica a la factura tiene un valor del 5,112696% de la suma del término de energía y de potencia.

El alquiler de equipos tiene un coste de 1,33 € al día.

Mensualmente se obtiene una facturación entre 2.800€ y 3.200€ , y anualmente aproximadamente de 35.000 €. Hay que tener en cuenta, que como se ha indicado, esta sería la facturación en el escenario más desfavorable, ya que el bombeo nunca va a estar funcionando 5 horas durante el día y 8 horas por la noche todos los días del año. Sin embargo tanto para esta facturación como para las que se van a calcular en los siguientes apartados, es importante saber cuál va a ser el ahorro en estas condiciones, ya que de este modo se obtienen las ganancias mínimas que puede proporcionar la instalación eólica.

#### 10.4.- OPCION A: INSTALACION EOLICA SIN BATERIAS

Esta opción consiste en que el aerogenerador produce energía, y en el caso de que haya alguna bomba encendida, se le aportara a esta, reduciendo así la energía consumida de la red. Si se da el caso contrario, y el aerogenerador se encuentra en funcionamiento pero no hay ninguna bomba activada, toda la energía se venderá como excedente. Para ello se hará uso de un contador bidireccional como se ha explicado en el apartado 8.4, permitiendo así contabilizar la cantidad de energía consumida de la red y la sobrante entregada por la instalación eólica.

A continuación se va a realizar una estimación de la nueva factura de la compañía distribuidora y compararla con una actual mes a mes, de este modo se podrá conocer cuál es el ahorro anualmente y la cantidad de tiempo necesaria para amortizar la inversión inicial.

Teniendo en cuenta que en el apartado 8.3 se obtuvo una producción anual de 89.112,369 kWh, eso quiere decir que al día se generan de media 244,143 kWh. Como esos 244,143 kWh se producen en 24 horas, quiere decir que cada hora son **10,173 kWh**. También deben añadirse costes por mantenimiento cada 6 meses, es decir, en enero y julio y el mantenimiento cada 4 años, por lo que para los cálculos se van a considerar los costes divididos para cuatro de forma anual. Con esta información ya se puede calcular la nueva facturación:

MES	TERMINO POTENCIA	TERMINO ENERGIA	VENTA	Impto. Eléctrico	Alquiler Equipos	SUBTOTAL	IVA(21%)	TOTAL
ENERO	84,49 €	1.946,02 €	176,92 €	94,77 €	42,13 €	1.990,49 €	418,00 €	2.408,49 €
FEBRERO	73,95 €	1.753,15 €	159,80 €	85,24 €	38,14 €	1.790,69 €	376,04 €	2.166,73 €
MARZO	54,72 €	1.890,33 €	176,92 €	90,40 €	42,13 €	1.900,65 €	399,14 €	2.299,79 €
ABRIL	24,12 €	1.770,43 €	171,21 €	83,00 €	40,80 €	1.747,13 €	366,90 €	2.114,03 €
MAYO	25,05 €	1.829,66 €	176,92 €	85,78 €	42,13 €	1.805,70 €	379,20 €	2.184,89 €
JUNIO	45,22 €	1.798,02 €	171,21 €	85,49 €	40,80 €	1.798,31 €	377,64 €	2.175,95 €
JULIO	84,49 €	1.946,02 €	176,92 €	94,77 €	42,13 €	1.990,49 €	418,00 €	2.408,49 €
AGOSTO	47,10 €	1.858,50 €	176,92 €	88,38 €	42,13 €	1.859,20 €	390,43 €	2.249,63 €
SEPTIEMBRE	45,22 €	1.798,02 €	171,21 €	85,49 €	40,80 €	1.798,31 €	377,64 €	2.175,95 €
OCTUBRE	25,05 €	1.829,66 €	176,92 €	85,78 €	42,13 €	1.805,70 €	379,20 €	2.184,89 €
NOVIEMBRE	52,50 €	1.828,46 €	171,21 €	87,41 €	40,80 €	1.837,96 €	385,97 €	2.223,93 €
DICIEMBRE	84,49 €	1.946,02 €	176,92 €	94,77 €	42,13 €	1.990,49 €	418,00 €	2.408,49 €
TOTAL						<b>22.315,10 €</b>	TOTAL	<b>27.001,27 €</b>
							AHORRO	<b>8.374,27 €</b>

Tabla 40: Facturación y ahorro anual con Opción A para bombeo Muela-3.

Se obtiene entonces que utilizando esta opción se ahorran 9.396,88 € con respecto a la facturación actual. A continuación, teniendo en cuenta que la vida útil del aerogenerador son 25 años, se va a calcular el VAN y el PAYBACK.

Para el cálculo del VAN<sub>[18]</sub> se utiliza la siguiente expresión matemática:

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

Siendo  $F_t$  el flujo de caja, es decir, la cantidad de dinero ahorrado anualmente menos los costes de mantenimiento,  $k$  los intereses y  $I_0$  la inversión inicial, que para este caso son 101.090 €.

El cálculo del PAYBACK<sub>[19]</sub> o periodo de recuperación se calcula así:

$$Payback = \frac{I_0}{F}$$

AÑO	INSTALACION	MANTENIMIENTO	FLUJO DE CAJA	VAN
1	-121.369,171 €	600,00 €	7.774,27 €	- 113.709,79 €
2		606,00 €	7.768,27 €	- 106.169,43 €
3		612,06 €	7.762,21 €	- 98.746,30 €
4		618,18 €	7.756,09 €	- 91.438,64 €
5		624,36 €	7.749,91 €	- 84.244,71 €
6		630,61 €	7.743,66 €	- 77.162,80 €
7		636,91 €	7.737,36 €	- 70.191,23 €
8		643,28 €	7.730,99 €	- 63.328,35 €
9		649,71 €	7.724,55 €	- 56.572,51 €
10		656,21 €	7.718,06 €	- 49.922,12 €
11		662,77 €	7.711,50 €	- 43.375,57 €
12		669,40 €	7.704,87 €	- 36.931,32 €
13		676,10 €	7.698,17 €	- 30.587,81 €
14		682,86 €	7.691,41 €	- 24.343,55 €
15		689,68 €	7.684,58 €	- 18.197,02 €
16		696,58 €	7.677,69 €	- 12.146,77 €
17		703,55 €	7.670,72 €	- 6.191,33 €
18		710,58 €	7.663,69 €	- 329,29 €
19		717,69 €	7.656,58 €	5.440,77 €
20		724,87 €	7.649,40 €	11.120,22 €
21		732,11 €	7.642,15 €	16.710,44 €
22		739,44 €	7.634,83 €	22.212,77 €
23		746,83 €	7.627,44 €	27.628,54 €
24		754,30 €	7.619,97 €	32.959,04 €
25		761,84 €	7.612,43 €	38.205,57 €

Tabla 41: Cálculo del VAN en los próximos 25 años para OPCION A.

Analizando la tabla 41 se puede estimar, que a los 25 años, se obtendrían **38.205,57€** de beneficio, y que a los 13 años la inversión inicial quedaría prácticamente amortizada, ya que el **payback** es de **18,05 años**. Teniendo en consideración estos resultados, se podría plantear la posibilidad de añadir un segundo aerogenerador, ya que la distancia que debe haber entre ellos es de 2 veces su diámetro, es decir, 19,6 metros, lo cual es posible. La facturación anual para 2 aerogeneradores sería la siguiente:

MES	TERMINO POTENCIA	TERMINO ENERGIA	VENTA	Impto. Eléctrico	Alquiler Equipos	SUBTOTAL	IVA (21%)	TOTAL
ENERO	84,49 €	1.541,32 €	176,92 €	74,08 €	42,13 €	1.565,09 €	328,67 €	1.893,76 €
FEBRERO	73,95 €	1.389,22 €	159,80 €	66,64 €	38,14 €	1.408,15 €	295,71 €	1.703,86 €
MARZO	54,72 €	1.505,28 €	176,92 €	70,71 €	42,13 €	1.495,92 €	314,14 €	1.810,06 €
ABRIL	24,12 €	1.418,60 €	171,21 €	65,01 €	40,80 €	1.377,31 €	289,24 €	1.666,55 €
MAYO	25,05 €	1.466,02 €	176,92 €	67,19 €	42,13 €	1.423,47 €	298,93 €	1.722,40 €
JUNIO	45,22 €	1.436,45 €	171,21 €	67,00 €	40,80 €	1.418,25 €	297,83 €	1.716,08 €
JULIO	84,49 €	1.541,32 €	176,92 €	74,08 €	42,13 €	1.565,09 €	328,67 €	1.893,76 €
AGOSTO	47,10 €	1.484,69 €	176,92 €	69,27 €	42,13 €	1.466,27 €	307,92 €	1.774,19 €
SEPTIEMBRE	45,22 €	1.436,45 €	171,21 €	67,00 €	40,80 €	1.418,25 €	297,83 €	1.716,08 €
OCTUBRE	25,05 €	1.466,02 €	176,92 €	67,19 €	42,13 €	1.423,47 €	298,93 €	1.722,40 €
NOVIEMBRE	52,50 €	1.456,15 €	171,21 €	68,38 €	40,80 €	1.446,61 €	303,79 €	1.750,40 €
DICIEMBRE	84,49 €	1.541,32 €	176,92 €	74,08 €	42,13 €	1.565,09 €	328,67 €	1.893,76 €
TOTAL						<b>17.572,99 €</b>	TOTAL	<b>21.263,32 €</b>
							AHORRO	<b>14.112,22 €</b>

Tabla 42: Facturación y ahorro anual con Opción A y dos aerogenerador para bombeo Muela-3.

Para este caso el ahorro anual es de 14.112,22 €, en lugar de 8.374,27 €.

Se obtiene un PAYBACK de **22,52 años** y un VAN de **21.787,68 €**.

La conclusión a la que se llega con estas dos posibilidades dentro de la Opción A, es que ambas opciones son viables, y otorgarían beneficios a largo plazo, pero se debe tener en cuenta que instalando un aerogenerador se tienen más de 90.000 € de beneficios e instalando una segunda unidad, solo se obtienen 30.000 € adicionales, habiéndose invertido el doble de dinero, por lo tanto no es demasiado rentable mirándolo de ese modo.

### 10.5.- OPCION B: INSTALACION EOLICA CON BATERIAS

En esta opción, la principal diferencia es que en lugar de reducir la cantidad de energía consumida de la red cuando hay alguna bomba activa y el aerogenerador está girando o venderla, se almacena en baterías para que la energía en periodo valle provenga de ellas.

De este modo, cuando la energía es más cara es totalmente gratis, y el resto del día, toda la producción eólica está destinada a volver a llenar las baterías. En caso de que estén llenas, se utilizará la energía procedente del aerogenerador para reducir el consumo en periodo llano, si se diera esa situación desde las 00:00 hasta las 8:00, o bien, se venderá como excedente.

Para el cálculo de la facturación anual se han tenido los datos obtenidos al final del apartado 6.3, debido a que como se indica ahí, hay varios días al año con escaso viento, lo que significa escasa producción. La facturación en un año con la Opción B es la siguiente:

MES	TERMINO POTENCIA	TERMINO ENERGIA	VENTA	Impto. Eléctrico	Alquiler Equipos	SUBTOTAL	IVA (21%)	TOTAL
ENERO	84,49 €	1.710,02 €	12,06 €	91,13 €	42,13 €	1.915,71 €	402,30 €	2.318,01 €
FEBRERO	73,95 €	1.540,23 €	10,90 €	81,97 €	38,14 €	1.723,40 €	361,91 €	2.085,31 €
MARZO	54,72 €	1.680,17 €	12,06 €	88,08 €	42,13 €	1.853,03 €	389,14 €	2.242,17 €
ABRIL	24,12 €	1.624,68 €	11,67 €	83,70 €	40,80 €	1.761,63 €	369,94 €	2.131,57 €
MAYO	25,05 €	1.673,39 €	12,06 €	86,22 €	42,13 €	1.814,73 €	381,09 €	2.195,82 €
JUNIO	45,22 €	1.646,66 €	11,67 €	85,90 €	40,80 €	1.806,90 €	379,45 €	2.186,35 €
JULIO	84,49 €	1.710,02 €	12,06 €	91,13 €	42,13 €	1.915,71 €	402,30 €	2.318,01 €
AGOSTO	47,10 €	1.657,85 €	12,06 €	86,55 €	42,13 €	1.821,58 €	382,53 €	2.204,11 €
SEPTIEMBRE	45,22 €	1.646,66 €	11,67 €	85,90 €	40,80 €	1.806,90 €	379,45 €	2.186,35 €
OCTUBRE	25,05 €	1.673,39 €	12,06 €	86,22 €	42,13 €	1.814,73 €	381,09 €	2.195,82 €
NOVIEMBRE	52,50 €	1.631,45 €	11,67 €	85,50 €	40,80 €	1.798,57 €	377,70 €	2.176,27 €
DICIEMBRE	84,49 €	1.804,60 €	12,06 €	95,97 €	42,13 €	2.015,12 €	423,17 €	2.438,29 €
								<b>26.678,1 €</b>
								<b>8.697,45 €</b>

Tabla 43: Facturación y ahorro anual con Opción B para bombeo Muela-3.

Con esta opción se obtiene un ahorro de 8.697,45 €, lo cual son 323,18 € más que con la opción A. Sin embargo esta cantidad no compensa la inversión inicial adicional que supone instalar baterías. Esto puede apreciarse mejor calculando el VAN anualmente. La inversión en este caso son **169.196,08 €**.

AÑO	INSTALACION	MANTENIMIENTO	FLUJO DE CAJA	VAN
1	- 169.196 €	600,00 €	8.097,45 €	- 161.218,29 €
2		606,00 €	8.091,45 €	- 153.364,23 €
3		612,06 €	8.085,39 €	- 145.632,03 €
4		618,18 €	8.079,27 €	- 138.019,87 €
5		624,36 €	8.073,09 €	- 130.525,94 €
6		630,61 €	8.066,85 €	- 123.148,47 €
7		636,91 €	8.060,54 €	- 115.885,71 €
8		643,28 €	8.054,17 €	- 108.735,93 €
9		649,71 €	8.047,74 €	- 101.697,44 €
10		656,21 €	8.041,24 €	- 94.768,57 €
11		662,77 €	8.034,68 €	- 87.947,66 €
12		669,40 €	8.028,05 €	- 81.233,10 €
13		676,10 €	8.021,36 €	- 74.623,29 €
14		682,86 €	8.014,60 €	- 68.116,64 €
15		689,68 €	8.007,77 €	- 61.711,62 €
16		696,58 €	8.000,87 €	- 55.406,68 €
17		703,55 €	7.993,91 €	- 49.200,33 €
18		710,58 €	7.986,87 €	- 43.091,08 €
19		717,69 €	7.979,76 €	- 37.077,47 €
20		724,87 €	7.972,59 €	- 31.158,06 €
21		732,11 €	7.965,34 €	- 25.331,44 €
22		739,44 €	7.958,02 €	- 19.596,19 €
23		746,83 €	7.950,62 €	- 13.950,95 €
24		754,30 €	7.943,15 €	- 8.394,37 €
25		761,84 €	7.935,61 €	- 2.925,10 €

Tabla 44: Cálculo del VAN en los próximos 25 años para OPCION B.

Se obtiene un VAN de **-2.925,10 €**, que al ser negativo quiere decir que nunca llegan a amortizarse los costes de instalación dentro del plazo establecido, que es de 25 años, y en este caso se obtiene un PAYBACK de **25,54 años**.

Se ha de tener en cuenta, que al igual que en el apartado anterior se ha supuesto un año modelo algo pesimista, es decir, con varios días seguidos cada mes teniendo escaso viento y con pocas horas de venta de excedentes.

## 10.6.- OPCION C: INSTALACION HIBRIDA

Como se ha mencionado en el apartado 10.1, la Opción C consiste en realizar una instalación híbrida de eólica y solar. Como se ha visto, la opción eólica más rentable es la Opción A con 1 aerogenerador, ya que es la que mayores beneficios otorga. Es por eso, que se selecciona el mismo método de funcionamiento para esta opción, es decir, generar y consumir la energía al mismo tiempo, y en caso de que la producción sea superior y se exceda a la demanda, venderla.

Como instalación solar se va a utilizar la DISTRIBUCION C, la cual se compone de:

- 18 Paneles solares LR4-72HPH 450 M: 3.183,12 €
- 1 Inversor EQX 10000-2T: 1510,08 €
- Estructura para fijación de paneles: 690,50 €
- Instalación eléctrica: 972,68 €
- Montaje y puesta en marcha: 1.295,33 €

IMPORTE TOTAL DE LA INSTALACION SOLAR: **7.651,71 €**

La producción energética que proporciona anualmente la DISTRIBUCION C es de **12.592,50 kWh**. Al contrario que el aerogenerador, solo se produce energía durante el día, es decir, en periodo punta y llano, y se obtienen los valores más elevados entre las 12:00 y las 16:00, periodo en el cual suele estar encendido el bombeo. La facturación anual para la instalación híbrida es la siguiente:

MES	TERMINO POTENCIA	TERMINO ENERGIA	VENTA	Impto. Eléctrico	Alquiler Equipos	SUBTOTAL	IVA (21%)	TOTAL
ENERO	84,49 €	1.839,11 €	180,32 €	89,13 €	31,49 €	1.863,89 €	391,42 €	2.785,31 €
FEBRERO	73,95 €	1.646,11 €	163,64 €	79,57 €	27,50 €	1.663,49 €	349,33 €	2.012,82 €
MARZO	54,72 €	1.756,49 €	182,51 €	83,27 €	31,49 €	1.743,46 €	366,13 €	2.109,58 €
ABRIL	24,12 €	1.658,17 €	177,17 €	76,95 €	30,16 €	1.612,23 €	338,57 €	1.950,80 €
MAYO	25,05 €	1.712,28 €	183,67 €	79,43 €	31,49 €	1.664,58 €	349,56 €	2.014,14 €
JUNIO	45,22 €	1.682,33 €	178,18 €	79,21 €	30,16 €	1.658,73 €	348,33 €	2.007,07 €
JULIO	84,49 €	1.782,60 €	186,01 €	85,95 €	31,49 €	1.798,52 €	377,69 €	2.356,20 €
AGOSTO	47,10 €	1.738,45 €	184,15 €	81,87 €	31,49 €	1.714,76 €	360,10 €	2.074,86 €
SEPTIEMBRE	45,22 €	1.681,97 €	177,21 €	79,25 €	30,16 €	1.659,39 €	348,47 €	2.007,86 €
OCTUBRE	25,05 €	1.720,81 €	181,73 €	79,97 €	31,49 €	1.675,59 €	351,87 €	2.027,46 €
NOVIEMBRE	52,50 €	1.741,15 €	174,50 €	82,78 €	30,16 €	1.732,10 €	363,74 €	2.095,84 €
DICIEMBRE	84,49 €	1.855,57 €	179,79 €	90,00 €	31,49 €	1.881,74 €	395,17 €	2.276,91 €
								<b>25.008,86 €</b>
								<b>10.336,67 €</b>

Tabla 45: Facturación y ahorro anual con la Opción C para bombeo Muela-3.

En este caso el ahorro es de 10.336,67 € y el VAN actualizado a los próximos 25 años es como se indica en la tabla 46:

AÑO	INSTALACION	MANTENIMIENTO	FLUJO DE CAJA	VAN
1	- 132.386,87 €	681,00 €	9.685,67 €	- 122.844,33 €
2		687,81 €	9.678,86 €	- 113.449,43 €
3		694,69 €	9.671,99 €	- 104.199,95 €
4		701,63 €	9.665,04 €	- 95.093,70 €
5		708,65 €	9.658,02 €	- 86.128,54 €
6		715,74 €	9.650,94 €	- 77.302,35 €
7		722,90 €	9.643,78 €	- 68.613,05 €
8		730,12 €	9.636,55 €	- 60.058,58 €
9		737,43 €	9.629,25 €	- 51.636,91 €
10		744,80 €	9.621,87 €	- 43.346,06 €
11		752,25 €	9.614,43 €	- 35.184,05 €
12		759,77 €	9.606,90 €	- 27.148,96 €
13		767,37 €	9.599,31 €	- 19.238,87 €
14		775,04 €	9.591,63 €	- 11.451,91 €
15		782,79 €	9.583,88 €	- 3.786,23 €
16		790,62 €	9.576,05 €	3.760,00 €
17		798,53 €	9.568,15 €	11.188,57 €
18		806,51 €	9.560,16 €	18.501,24 €
19		814,58 €	9.552,10 €	25.699,78 €
20		822,72 €	9.543,95 €	32.785,88 €
21		830,95 €	9.535,72 €	39.761,24 €
22		839,26 €	9.527,41 €	46.627,53 €
23		847,65 €	9.519,02 €	53.386,39 €
24		856,13 €	9.510,55 €	60.039,43 €
25		864,69 €	9.501,98 €	69.541,42 €

Tabla 46: Calculo del VAN en los próximos 25 para OPCION C.

Para este caso se obtiene un VAN de **69.541,42 €** y un periodo de recuperación de **15,50 años**.

## 10.7.- CONCLUSION

Finalmente, se disponen todos los datos significativos de las diversas opciones en conjunto en la tabla aquí mostrada:

OPCION	INSTALACION	FACTURACION	AHORRO	VAN	PAYBACK
A – 1 Aerogenerador	- 121.369,171 €	27.001,27 €	8.374,27 €	38.205,57 €	18,05 años
A – 2 Aerogeneradores	- 242.738,34 €	21.263,32 €	14.112,22€	21.787,68 €	22,52 años
B – 1 Aerogenerador + Baterías	- 169.196,08 €	26.678,10 €	8.697,45 €	- 2.925,10 €	25,54 años
C – Híbrida	- 132.386,87 €	25.008,86 €	10.336,67 €	69.541,42 €	15,50 años

Tabla 47: Resumen de coste, facturación, ahorro, VAN y PAYBACK en todas las configuraciones.

Lo primero que se puede observar es que la opción A con 2 aerogeneradores es la más cara de todas y también en la que mayor ahorro anual se consigue, al contrario que la misma opción A con un solo aerogenerador, que es la más barata y con la que menos ahorro se obtiene. Sin embargo, en términos de recuperación de ingresos es mejor selección 1 solo aerogenerador, ya que son 4 años y medio menos y además los beneficios van a ser superiores llegados los 25 años, siendo superiores en más de 16.000€ .

La opción B requiere un coste de inversión intermedio, sin embargo, el elevado coste de baterías y sus beneficios no son suficientes para que el VAN supere a su gemela en la opción A, ya que de hecho, los costes de instalación nunca llegan a amortizarse dentro del periodo de vida útil del equipo.

Por último la opción C, tiene un precio ligeramente superior a la opción A, pero otorgando los mayores beneficios de todas las opciones, y el mejor PAYBACK, de 15 años y medio.

La conclusión es, que si se busca la opción más barata, se elija la A con 1 aerogenerador, que tiene un VAN y PAYBACK intermedios, de 38.205,57 € y 18,08 años respectivamente, sin embargo, si se busca la opción más rentable económicamente, la mejor es la C, que tan solo invirtiendo 11.000 € más que con la anterior, puede otorgar hasta 29.000 € adicionales a largo plazo y un periodo de recuperación de dos años y medio menos.

## 11.- Bibliografía

- [1] - <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>
- [2] - <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [3] - [https://fusionenergiasolar.es/blog/50\\_normativa-de-autoconsumo-solar-en-la-actualidad-2021.html](https://fusionenergiasolar.es/blog/50_normativa-de-autoconsumo-solar-en-la-actualidad-2021.html)
- [4] - <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/normativa/normativa-nacional>
- [5] - [https://www.curenergia.es/wbclcur/gc/prod/es\\_ES/estaticos/peajes/docs/Circular%203-2020%20-%20Comunicacion%20Peajes.pdf](https://www.curenergia.es/wbclcur/gc/prod/es_ES/estaticos/peajes/docs/Circular%203-2020%20-%20Comunicacion%20Peajes.pdf)
- [6] - <https://selectra.es/autoconsumo/info/tarifas>
- [7] - <https://www.sunearthtools.com/es/tools/coordinates-latlong-sunpath-map.php>
- [8] - [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP)
- [9] - <https://www.freemaptools.com/elevation-finder.htm>
- [10] - <https://www.mapaeolicoiberico.com>
- [11] - <https://www.enair.es/es/app>
- [12] - <https://datosclima.es/Aemethistorico/Viento.php>
- [13] - <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>
- [14] - <https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/electricista-hora>
- [15] - <https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/excavadora-dia>
- [16] - <http://lazarotrans.com/tarifas/>
- [17] - <https://presupuestos.com/blog/metro-cubico-de-hormigon/>
- [18] - <https://www.economiasimple.net/glosario/valor-actual-neto>
- [19] - <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>

## 12.- Anexos

### 12.1.- FICHAS TECNICAS

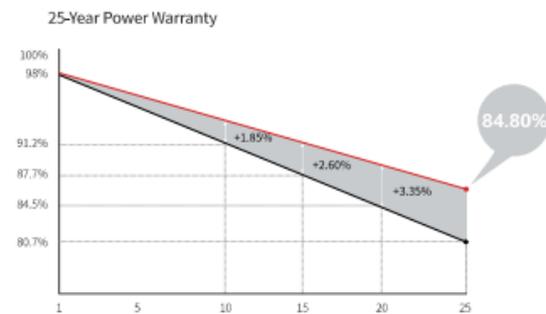
#### 12.1.1.- PANELES FOTOVOLTAICOS LR4-72HPH

**Hi-MO 4m**

**LR4-72HPH 430~460M**

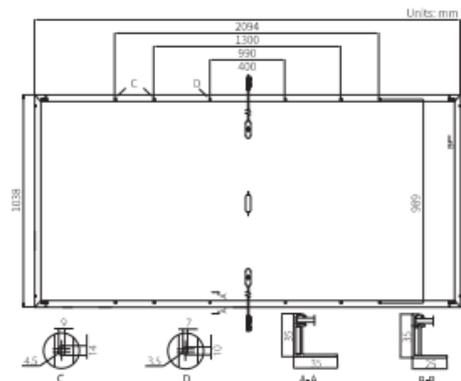
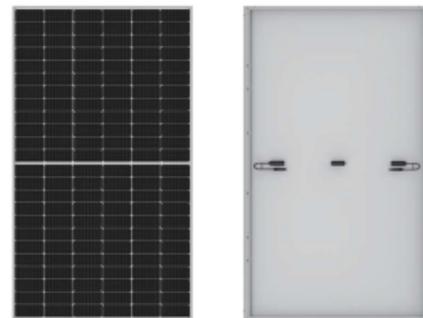
<b>21.2%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~+5W</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;2%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.55%</b> YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	<b>HALF-CELL</b> Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

#### Additional Value



#### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , 1400mm length can be customized
Connector	EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	23.5kg
Dimension	2094×1038×35mm
Packaging	30pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 660pcs per 40' HC



#### Electrical Characteristics STC: AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C Test uncertainty for Pmax: +3%

	430	435	440	445	450	455	460
Power Class	430	435	440	445	450	455	460
Maximum Power (Pmax/W)	430	435	440	445	450	455	460
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5	49.7
Short Circuit Current (Isc/A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.60	11.66	11.73
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.57	10.64	10.71	10.78	10.85	10.92	10.98
Module Efficiency(%)	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9	21.2

#### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

#### Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

#### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

12.1.2.- INVERSOR KOSTAL PIKO 15

Clase de potencia		10	12	15	17	20	
Lado de entrada (CC)	Potencia fotovoltaica máx. <sup>1)</sup> ( $\cos \phi = 1$ )	kWp	15	18	22,5	25,5	30
	Potencia CC nominal	kW	10,8	12,3	15,3	17,4	20,4
	Tensión de entrada nominal ( $U_{CC,n}$ )	V	680				
	Tensión de entrada de inicio ( $U_{CC,inicio}$ )	V	180				
	Rango de tensión de entrada ( $U_{CC,min} - U_{CC,max}$ )	V	160...1000				
	Rango PMP con potencia nominal en el modo de un seguidor ( $U_{PMP,min} - U_{PMP,max}$ )	V	527...800	626...800	-	-	-
	Rango PMP con potencia nominal en el modo de dos seguidores ( $U_{PMP,min} - U_{PMP,max}$ )	V	sim: 290/290...800 asim: 390/250...800	sim: 345/345...800 asym: 490/250...800	390...800	440...800	515...800
	Rango PMP con potencia nominal en el modo de tres seguidores ( $U_{PMP,min} - U_{PMP,max}$ )	V	-	-	sim: 260/260/260...800 asim: 325/325/250...800	sim: 290/290/290...800 asim: 375/375/250...800	sim: 345/345/345...800 asim: 450/450/250...800
	Rango de tensión de trabajo PMP ( $U_{PMPtrab,min} - U_{PMPtrab,max}$ )	V	180...800				
	Tensión de trabajo máx. ( $U_{CCtrab,max}$ )	V	800				
	Corriente de entrada máx. ( $I_{CC,max}$ ) por entrada CC <sup>2)</sup>	A	sim: 18/18 asim: 20/10		sim: 20/20/20 asim: 20/20/10		
	Corriente de entrada máx. con conexión en paralelo <sup>2)</sup> (entrada DC1+DC2 / DC3)	A	36/-		40/20		
	Corriente de cortocircuito FV máx. ( $I_{SC,FV}$ ) por entrada CC <sup>2)</sup>	A	25				
	Número de entradas CC		2		3		
Número de seguidores PMP indep.		2		3			
Lado de salida (CA)	Potencia nominal, $\cos \phi = 1$ ( $P_{CA,n}$ )	kW	10	12	15	17	20
	Potencia aparente de salida máx., $\cos \phi_{adj}$	kVA	10	12	15	17	20
	Tensión de salida mín. ( $U_{CA,min}$ )	V	184				
	Tensión de salida máx. ( $U_{CA,max}$ )	V	264,5				
	Corriente de salida asignada ( $I_{CA,n}$ )	A	14,6	17,4	21,7	24,6	29,0
	Corriente de salida máx. ( $I_{CA,max}$ )	A	16,2	19,3	24,2	27,4	32,2
	Corriente de cortocircuito (Peak/RMS)	A	25/16,6	27,4/16,7	42/28,5	41,3/29	51/36,5
	Conexión de red		3N-, 400V, 50 Hz				
	Frecuencia de referencia ( $f_r$ )	Hz	50				
	Frecuencia de red mín/máx ( $f_{min}/f_{max}$ )	Hz	47/51,5				
	Margen de ajuste del factor de potencia ( $\cos \phi_{CA,n}$ )		0,8...1...0,8				
	Factor de potencia con potencia nominal ( $\cos \phi_{CA,n}$ )		1				
	Coefficiente de distorsión armónico máx.	%	3				
	Espera (consumo durante la noche)	W	1,8				
$\eta$	Coefficiente de rendimiento máx.	%	97,7	97,7	98,0	98,0	98,0
	Coefficiente europeo de rendimiento	%	97,1	97,1	97,2	97,3	97,3
	Coefficiente de rendimiento de adaptación PMP	%	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9

Clase de potencia		10	12	15	17	20	
Datos del sistema	Topología: sin aislamiento galvánico –sin transformador			✓			
	Tipo de protección según IEC 60529 (carcasa/ventilador)			IP 65 / IP 55			
	Categoría de protección según IEC 62103			I			
	Categoría de sobretensión según IEC 60664-1 lado de entrada (generador fotovoltaico)			II			
	Categoría de sobretensión según IEC 60664-1 lado de salida (conexión de red)			III			
	Grado de contaminación			4			
	Categoría medioambiental (montaje a la intemperie)			✓			
	Categoría medioambiental (montaje en interior)			✓			
	Resistencia UV			✓			
	Diámetro del cable CA (mín-máx)	mm			9...17		
	Sección del cable CA (mín-máx)	mm <sup>2</sup>	4...6			6...16	
	Sección del cable CC (mín-máx)	mm <sup>2</sup>			4...6		
	Fusible máx. lado de salida		B25 / C25		B32 / C32		B40 / C40
	Protección para las personas interna según EN 62109-2				RCCB tipo B		
	Dispositivo de desconexión autónomo según VDE 0126-1-1				✓		
	Altura/anchura/profundidad	mm (in)	445/580/248 (17.52/22.83/9.76)			540/700/265 (21.26/27.56/10.43)	
	Peso	kg (lb)	37,5 (82.67)			48,5 (106.9)	
	Principio de refrigeración – ventilador regulado				✓		
	Volumen de aire máx.	m <sup>3</sup> /h	2 x 48			2 x 84	
	Nivel de emisión sonora máx.	dBA	44			56	
Temperatura ambiente	°C (°F)			-20...60 (-4...140)			
Altura de montaje máx. sobre el nivel del mar	m (pies)			2000 (6562)			
Humedad relativa del aire	%			4...100			
Técnica de conexión en el lado CC				Conector SUNCLIX			
Técnica de conexión en el lado CA				Regleta de bornes con mecanismo de resorte			
Interfaces	Ethernet LAN (RJ45) / RS485 / S0			2 / 1 / 1			
	Entradas analógicas			1			
	Contacto libre de potencial para control de autoconsumo			1			
	KOSTAL Smart AC Switch		-		✓		
	Webserver (interfaz de usuario)				✓		
	KOSTAL Smart Warranty / Garantía <sup>4</sup>	Años			5 (2)		
	Ampliación de la garantía opcional en (años)				5/10/15		
Directivas/Certificación <sup>3</sup>		CE, GS, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 60529, IEC 61683, CEI 0-21, EN 50438*, G83/2, IEC 61727, IEC 62116, RD 1699, TOR D4, UNE 206006 IN, UNE 206007-1 IN, UNE 217001 IN, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105					

Reservado el derecho de modificaciones técnicas y errores. Encontrará información actualizada en [www.kostal-solar-electric.com](http://www.kostal-solar-electric.com). Fabricante: KOSTAL Industrie Elektrik GmbH, Hagen, Alemania

<sup>1</sup> Debe evitarse operar el inversor de forma permanente por encima del 110 % de la potencia nominal CC

<sup>2</sup> La corriente nominal máxima permitida del módulo fotovoltaico es 10.5 A. El inversor limita automáticamente la corriente de entrada a los valores especificados.

<sup>3</sup> No es válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438

<sup>4</sup> KOSTAL Smart Warranty: 5 años de garantía a partir del registro en la tienda online KOSTAL Solar

### 12.1.3.- INVERSOR EQX 10000-2T

## Características técnicas

MODELO		EQX 5000-2T	EQX 8000-2T	EQX 10000-2T
ENTRADA	Potencia de entrada máxima DC (W)	6500	10400	13000
	Tensión de entrada máxima DC (Vdc)	900	1000	
	Rango MPPT (funcionamiento) (Vdc)	200-800		
	Rango MPPT (potencia nominal) (Vdc)	260-800	350-800	400-800
	Seguidores MPPT / entradas por MPPT	2/1		
	Int. máx. entrada por MPPT x N° MPPT	11A x2	12A x2	12,5A x2
	Int. máx. cortocircuito por MPPT (Isc PV) x N° MPPT	12A x 2	13A x 2	14A x 2
	SALIDA	Factor de potencia	0,9 inductivo a 0,9 capacitivo (ajustable)	
Potencia máxima (W)		5000	8000	10000
Tensión de red		Trifásica (L1, L2, L3, N, PE) o (L1, L2, L3, PE)		
Márgenes de tensión		Trifásica 320-460 Vac		
Potencia de salida máxima aparente (VA)		5000	8000	10000
Distorsión armónica total (THDi)		<3%		
Frecuencia		50 Hz (47-51,5 Hz) / 60 Hz (57-61,5 Hz)		
Intensidad de salida nominal (A)		8	12,5	14
Rendimiento EU		96,28%	96,78%	97,22%
Rendimiento máximo		98,04%	98,08%	98,14%
Rendimiento de adaptación MPPT		99,90%		
COMUNICACIÓN		Puertos	Estándar: RS485 / Opcional: Wifi, LAN, 4G y GPRS	
INDICACIONES	Tipo	Display LCD retroiluminado 2" + LEDs de estado		
PROTECCIÓN	Seccionador DC de entrada	Incluido		
	Integradas en el equipo	Entrada: sobretensión, subtenión, sobrecorriente, polaridad inversa, monitorización de la resistencia de aislamiento. / Salida: anti-isla, sobretensión, subtenión, frecuencia fuera de rango, sobreintensidad, cortocircuito, monitorización de la corriente residual, componente continua alta.		
	Categoría protección sobretensiones	PV: II / AC: III		
GENERALES	Grado de contaminación	3		
	Autoconsumo (nocturno)	<1W		
	Temperatura de trabajo	-25°C~+60°C (desclasificación para temperatura >45 °C)		
	Humedad relativa	0-100%		
	Altitud máxima de trabajo	2000m (desclasificación para altitud >2000m)		
	Grado de protección	IP65		
	Aislamiento	Clase I		
	Refrigeración	Convección natural (sin ventiladores)	Smart cooling (ventiladores con velocidad variable)	
	Ruido acústico a 1 metro	≤30 dB	≤50 dB	
	Tipo de terminales	MC4 o compatibles		
	Instalación	Instalación interior y exterior / Soporte en pared		
NORMATIVA	Topología	Sin transformador		
	Certificado	RD 244/2019; UNE 206007-1 IN <sup>(1)</sup>		
	Seguridad / CEM	IEC 62109-1/2 / EN 61000-6-2/3		
	Eficiencia energética	IEC 61683		
	Ensayos ambientales	IEC 60068-2-1/2/14/30		
	Prevención isla	IEC 62116		
Gestión de Calidad y Ambiental	ISO 9001 & ISO 14001			

Datos sujetos a variación sin previo aviso.

(1) Consultar normativa disponible para otros países



@salicru\_SA



www.linkedin.com/company/salicru

12.1.4.- AEROGENERADOR E200L



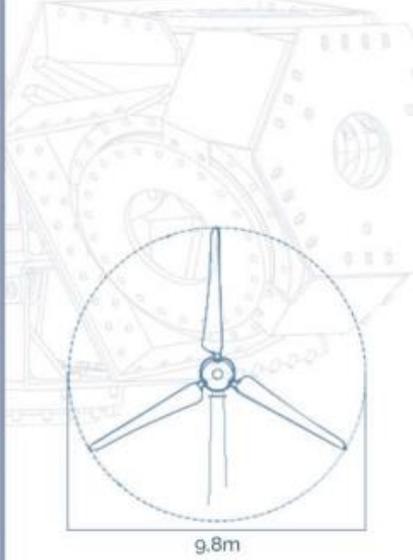
# E200L

## FICHA TÉCNICA

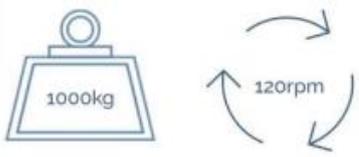
Nuestra tecnología patentada es una inteligente adaptación de los principales sistemas que tiene la gran eólica adaptada a potencias de 10 a 60kW. Alta seguridad, máximo control y eficiencia

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO

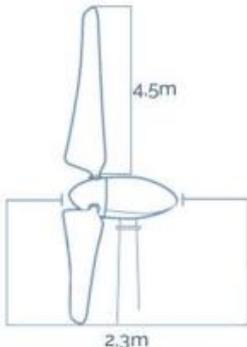
GENERADOR	Potencia	20kW
	Configuración	3 fases - 500V - transmisión directa
AEROGENERADOR	Configuración	3 palas, eje horizontal sotavento
	Potencia nominal	10kW - IEC 61400, limitada por software
	Aplicaciones	Conexión a red - Micro red
	Velocidad rotación	120rpm
	Inicio de rotación	1.85m/s
	Corte producción	30m/s
	Protección	Ip-65/alta protección ambiental
	Peso	1000kg
ROTOR	Diámetro	9.8m
	Área de barrido	75.4m <sup>2</sup>
	Longitud de pala	4.5m
	Material de pala	Fibra de vidrio, resina flex con poliuretano
	Tipo de control	Paso variable activo, regul. electrónica y freno
SISTEMA DE SEGURIDAD DE FRENADO	Paso	Paso variable con control activo Por viento y potencia
	Freno	Freno electromecánico de seguridad
	Control electrónico de:	- Velocidad de viento - Temperatura (opc.) - Voltaje - Fallos en la red - Fallo de sensores
CONTROL DE LA TURBINA	Sistema electrónico	Sistema programable para adaptar la turbina Registro de alarmas
	Software	Software personalizado. Pantalla datos (opc.)
INVERSORES	Inversor	Compatible con los inversores solares de tensión constante a 500V



9.8m



1000kg      120rpm



4.5m  
2.3m

**CONTROL DE PASO VARIABLE ACTIVO**



Tecnología patentada  
**Características:**

- Robusto
- Alta resistencia
- Control de paso variable de ángulo completo
- Muelle pasivo de seguridad ante cualquier fallo en el sistema
- Accionamiento hidráulico

**Tecnología escalable de 5 a 100kW de potencia, puntos clave:**

- Simple
- Muy Seguro y con control total

**CONTROL ELECTRÓNICO**



Funciones multiprograma:  
Control total de:

- rpm            - Nm
- Hz             - V AC/DC
- m/s

Control sobre los parámetros de la turbina, lo que le permite decidir las mejores acciones para optimizar la producción y su seguridad.

El software permite implementar diferentes configuraciones en función de las condiciones de viento para así aumentar su eficiencia.

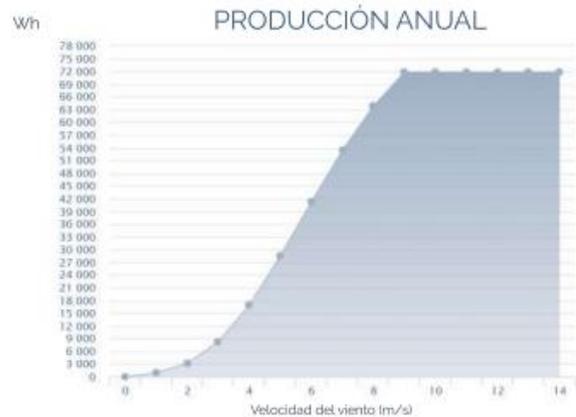


**E200L Wind Turbine**  
**FICHA TÉCNICA**

LA TECNOLOGÍA DE LA GRAN EÓLICA  
ADAPTADA EN LA PEQUEÑA EÓLICA

Vida útil de  
**25 años!!**

**CLASS I WIND TURBINE**  
IEC 61400-2/NVI-A



### PASO VARIABLE ACTIVO Y PROTECCIÓN PASIVA

El sistema de paso variable activo permite que la posición de la pala varíe para cada velocidad del viento adaptándose al mismo para ganar eficiencia de producción. Las ventajas de la simplicidad mecánica y electrónica avanzada se combinan para hacer una unión perfecta y maximizar la producción de energía, siempre con un alto nivel de seguridad

### LOS DISEÑOS AERODINÁMICOS Y CFD

Se ha hecho un estudio aerodinámico completo del aerogenerador, utilizando las últimas técnicas de dinámica de fluidos computacional. Contando con los mejores expertos en la tecnología CFD y el uso de grandes centros de procesamientos de cálculo para analizar las complejas condiciones que puede sufrir una turbina eólica

### SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El completo sistema de control, permite monitorizar y gestionar más de 600 parámetros del aerogenerador, de forma que podemos personalizar el funcionamiento del aerogenerador a cada lugar en función de las condiciones de viento del mismo, para maximizar su producción de energía

\*\* Este sistema es opcional y personalizable en varios niveles

\*Las especificaciones técnicas descritas en este documento están sujetas a modificaciones/cambios sin previo aviso por parte del fabricante. \*\*Las imágenes que aparecen en este documento no son contractuales

- 

**Minimo ruido**  
El perfil aerodinámico de las palas está basado en la serie de perlas FX, y su diseño es para maximizar la producción y minimizar el ruido.
- 

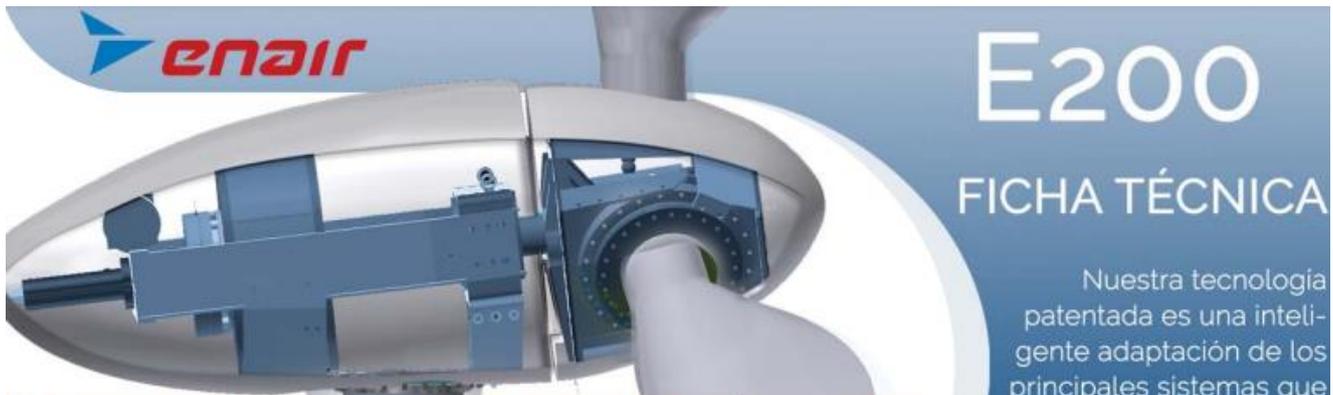
**Máxima eficiencia**  
El sistema de control permite extraer la potencia máxima disponible desde el inicio de la rotación y pueda adaptarse a cualquier entorno
- 

**Anticorrosivo**  
3 sistemas de seguridad, activos y pasivos: freno electromecánico activo, aerodinámico y muelle pasivo, que actúan en cualquier condición.
- 

**Hermético**  
Los materiales utilizados están fabricados con un tratamiento de tropicalización para instalar en islas, desiertos o ambientes agresivos
- 

**Robusto**  
De acuerdo con la norma IEC 61400-2 el diseño del Aerogenerador está clasificado como Clase 1, con factores de seguridad en los componentes críticos de un Fs-g.

10.1.5.- AEROGENERADOR E200



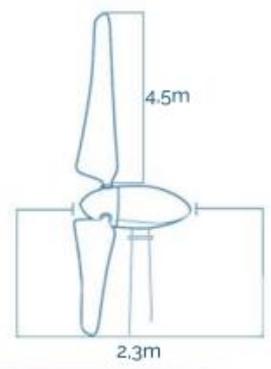
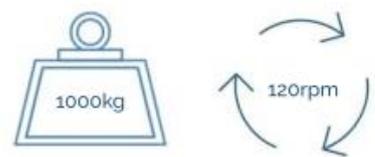
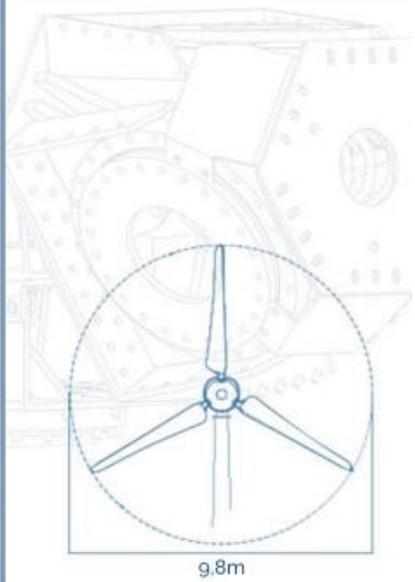
# E200

## FICHA TÉCNICA

Nuestra tecnología patentada es una inteligente adaptación de los principales sistemas que tiene la gran eólica adaptada a potencias de 10 a 60kW. Alta seguridad, máximo control y eficiencia

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO

GENERADOR	Potencia	20kW - Max.
	Configuración	3 fases - 500V - transmisión directa
AEROGENERADOR	Configuración	3 palas, eje horizontal sotavento
	Potencia nominal	18kW - IEC 61400
	Aplicaciones	Conexión a red - Micro red
	Velocidad rotación	120rpm
	Inicio de rotación	1.85m/s
	Corte producción	30m/s
	Protección	Ip-65/alta protección ambiental
	Peso	1000kg
ROTOR	Orientación	Orientación aerodinámica
	Diámetro	9.8m
	Área de barrido	75.4m <sup>2</sup>
	Longitud de pala	4.5m
	Material de pala	Fibra de vidrio, resina flex con poliuretano
SISTEMA DE SEGURIDAD DE FRENADO	Tipo de control	Paso variable activo, regul. electrónica y freno
	Paso	Paso variable con control activo Por viento y potencia
	Freno	Freno electromecánico de seguridad
CONTROL DE LA TURBINA	Control electrónico de:	- Velocidad de viento - Temperatura (opc.) - Voltaje - Fallos en la red - Fallo de sensores
	Sistema electrónico	Sistema programable para adaptar la turbina Registro de alarmas
INVERSORES	Software	Software personalizado. Pantalla datos (opc.)
	Inversor	Compatible con los inversores solares de tensión constante a 500V





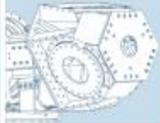
## E200 Wind Turbine FICHA TÉCNICA

LA TECNOLOGÍA DE LA GRAN EÓLICA  
ADAPTADA EN LA PEQUEÑA EÓLICA

Vida útil de  
25 años!!

CLASS I WIND TURBINE  
IEC 61400-2/NVI-A

**CONTROL DE PASO VARIABLE ACTIVO**



Tecnología patentada  
**Características:**

- Robusto
- Alta resistencia
- Control de paso variable de ángulo completo
- Muelle pasivo de seguridad ante cualquier fallo en el sistema
- Accionamiento hidráulico

**Tecnología escalable de 5 a 100kW de potencia, puntos clave:**

- Simple
- Muy Seguro y con control total

**CONTROL ELECTRÓNICO**

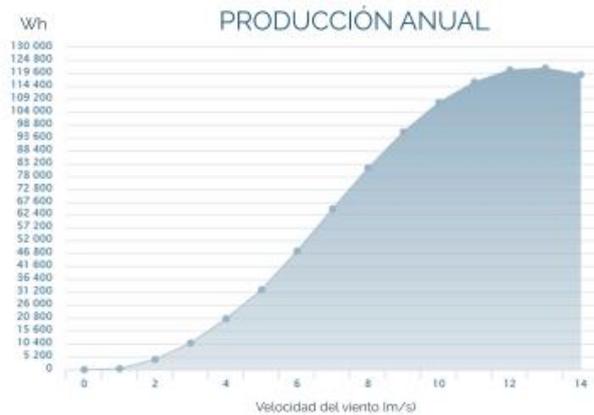


Funciones multiprograma:  
Control total de:

- rpm            - Nm
- Hz             - V AC/DC
- m/s

Control sobre los parámetros de la turbina, lo que le permite decidir las mejores acciones para optimizar la producción y su seguridad.

El software permite implementar diferentes configuraciones en función de las condiciones de viento para así aumentar su eficiencia.



### PASO VARIABLE ACTIVO Y PROTECCIÓN PASIVA

El sistema de paso variable activo permite que la posición de la pala varíe para cada velocidad del viento adaptándose al mismo para ganar eficiencia de producción. Las ventajas de la simplicidad mecánica y electrónica avanzada se combinan para hacer una unión perfecta y maximizar la producción de energía, siempre con un alto nivel de seguridad

### LOS DISEÑOS AERODINÁMICOS Y CFD

Se ha hecho un estudio aerodinámico completo del aerogenerador, utilizando las últimas técnicas de dinámica de fluidos computacional. Contando con los mejores expertos en la tecnología CFD y el uso de grandes centros de procesamientos de cálculo para analizar las complejas condiciones que puede sufrir una turbina eólica

### SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El completo sistema de control, permite monitorizar y gestionar más de 600 parámetros del aerogenerador, de forma que podemos personalizar el funcionamiento del aerogenerador a cada lugar en función de las condiciones de viento del mismo, para maximizar su producción de energía

\*\* Este sistema es opcional y personalizable en varios niveles

\*Las especificaciones técnicas descritas en este documento están sujetas a modificaciones/cambios sin previo aviso por parte del fabricante. \*\*Las imágenes que aparecen en este documento no son contractuales

- Mínimo ruido**

El perfil aerodinámico de las palas está basado en la serie de perles FX, y su diseño es para maximizar la producción y minimizar el ruido.
- Máxima eficiencia**

El sistema de control permite extraer la potencia máxima disponible desde el inicio de la rotación y pueda adaptarse a cualquier entorno
- Anticorrosivo**

3 sistemas de seguridad, activos y pasivos: freno electromecánico activo, aerodinámico y muelle pasivo, que actúan en cualquier condición.
- Hermético**

Los materiales utilizados están fabricados con un tratamiento de tropicalización para instalar en islas, desiertos o ambientes agresivos.
- Robusto**

De acuerdo con la norma IEC 61400-2 el diseño del Aerogenerador está clasificado como Clase 1, con factores de seguridad en los componentes críticos de un Fs-g.

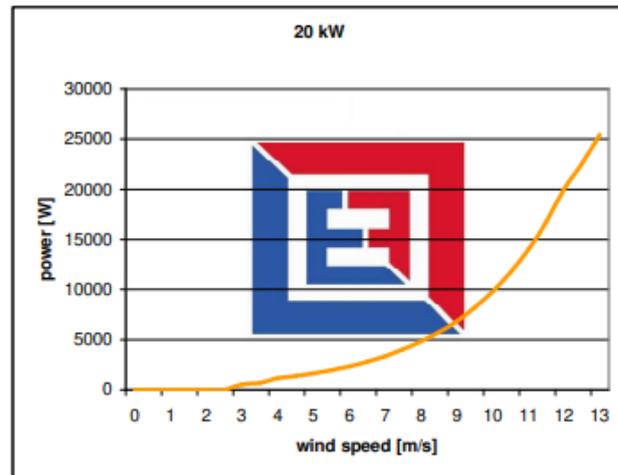
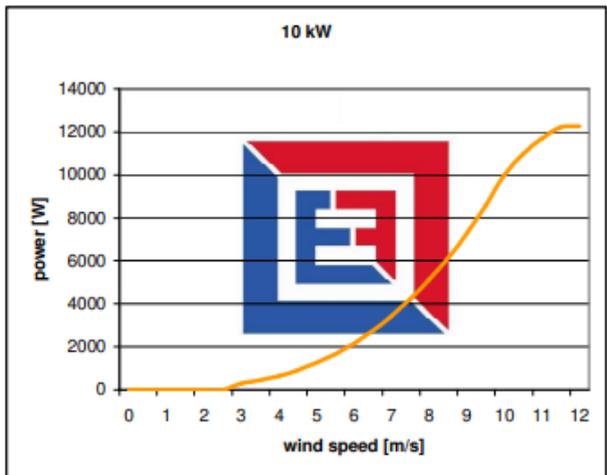
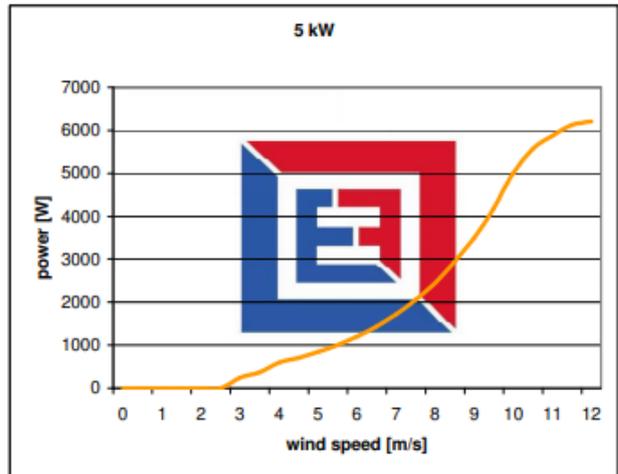
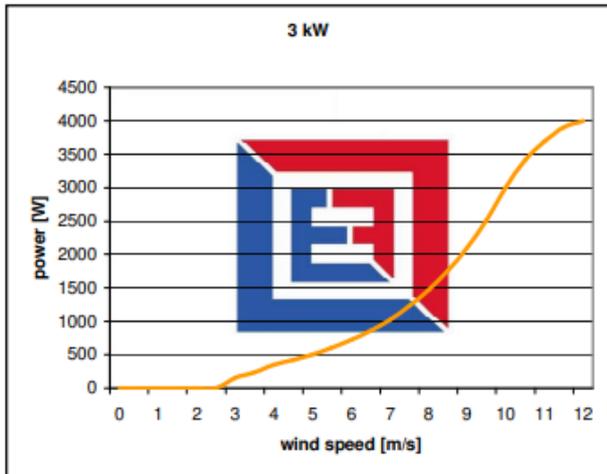
### 10.1.5.- AEROGENERADOR GE-20

#### Technical Data GE series

MODEL	GE-3	GE-5	GE-10	GE-20	GE-30	GE-50	GE-100	GE-200	
Generator rated power - kW	0.3	0.5	1	2	3	5	10	20	
Max output power - kW	0.49	0.65	1.5	3	4	6.2	12.3	25.5	
Output voltage - Vac	24		48	120	240				
Generator	Permanent magnetic generator								
Number of blades	3								
Material of blades	Fibre glass								
Blades diameter - m	1.5	2.4	2.8	3.2	4.5	6.4	8	10	
Start-in wind speed - m/s	3								
Rated wind speed - m/s	12	8	9	9	10	20	12		
Output wind speed - m/s	25								
Rated speed - rpm	450	400		200					90
Type of off-course	Automatically track wind direction by tail-vane								
Generator weight - kg	20	45	50	65	300	370	480	1200	
CE Marking	2014/30/EU; 2014/35/EU; 2006/42/EC								
Compliance with the standards	EN 60204-1; EN 61400-2								
<b>Guy-cable towers</b>									
Tower height - m	6		9		12		-----		
Tower weight - kg	25	45	60	115	370	510	670	-----	
Number of anchor bases	8		4		4		8		
Distance of the farthest anchor base from the tower - m	2.8		4		6		-----		
<b>Dimensions of Base</b>									
(Length x Width x Depth - mm)	800 x 800 x 800		600 x 600 x 600		1000 x 1000 x 1000		-----		
Tower base	800 x 800 x 800		600 x 600 x 600		1000 x 1000 x 1000		-----		
Anchor base	800 x 800 x 800		600 x 600 x 600		1000 x 1000 x 1000		-----		
<b>Free-standing towers<sup>1)</sup></b>									
Tower height - m	8		12		18		-----		
Tower weight - kg	330		1350		2700		-----		
<b>Dimensions of Base<sup>2)</sup></b>									
(Length x Width x Depth - mm)	1000 x 1000 x 1600		1600 x 1600 x 2200		2500 x 2500 x 3000		-----		

1) Optional up to 10 kW

2) It's necessary the design by a qualified technician according to soil composition



Factory - Head Office  
S.P. km 5,3 C/da San Cusumano - 91100 Trapani - Italy  
Tel. +39 0923 562794 - Fax +39 0923 567880  
Http://www.layer.it - E-mail: layer@layer.it



### 10.1.6.- BATERIAS ESTACIONARIAS 48 V 4090 Ah

## BAE SECURA PVS SOLAR

### Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

#### 1. Application

BAE SECURA PVS SOLAR batteries are the optimal solution for a reliable and robust storage of regenerative energy under extreme conditions in the industrial sector.

The special electrode design with tubular electrodes distinguishes the BAE SECURA PVS SOLAR batteries leading to high security and reliability as well as high cycle life time.



Similar to the illustration

#### 2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	$C_{1h}$ Ah	$C_{10h}$ Ah	$C_{20h}$ Ah	$C_{72h}$ Ah	$C_{100h}$ Ah	$C_{120h}$ Ah	$C_{240h}$ Ah	$R_i$ (1) mΩ	$I_k$ (2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
$U_e$ V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80							
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

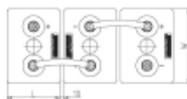
1, 2) Internal resistance  $R_i$  and short circuit current  $I_k$  according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

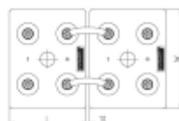
BAE SECURA PVS SOLAR batteries are also available as dry pre-charged version. They are titled with additional "TG", e.g. 4 PVS 280 TG.

All values published in the table correspond to 100 % discharge of current depending capacity without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

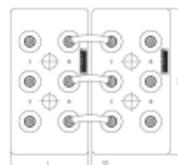
#### 3. Terminal positions



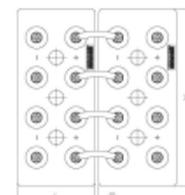
2 PVS 140 to 6 PVS 900



7 PVS 1050 to 12 PVS 2280



13 PVS 2470 to 16 PVS 3040



17 PVS 3230 to 26 PVS 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm<sup>2</sup> or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm<sup>2</sup>.

## Technical Specification for BAE SECURA PVS SOLAR



### 4. Design

Positive electrode	Tubular-plate with a woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	Grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	Microporous separator
Electrolyte	Sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	High impact, transparent SAN (Styrene acrylonitrile), UL-94 rating: HB
Lid	High impact SAN in dark grey colour (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	on request also in ABS (Acrylonitrile butadiene styrene), UL-94 rating: V-0 Labyrinth plugs for arresting aerosols, BAE ceramic funnel plugs according to DIN 40740 or BAE ceramic plugs are recommended
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to BGV A3

### 5. Installation

BAE SECURA PVS SOLAR batteries are designed for indoor applications.  
For outdoor applications please contact BAE.

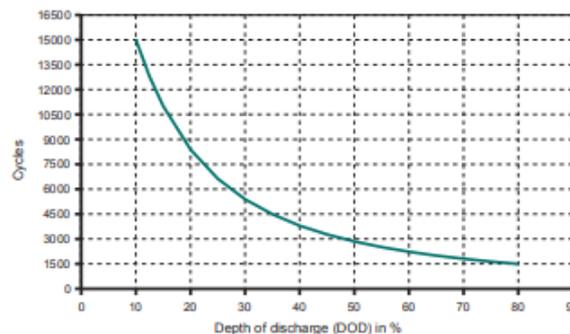
### 6. Maintenance

Every 6 months	Check battery voltage, pilot cell voltages, temperatures
Every 12 months	Check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures
Every 3 years	Average water-refilling interval (depending on utilization and ambient temperature)

### 7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	Max. 80 % ( $U_e = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided Unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah $C_{10}$
Initial charge current (I or bulk phase)	
Charge voltage at cyclic operation	Restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Float voltage/non cyclic voltage	2.23 V/cell
Adjustment of charge voltage	No adjustment necessary if battery temperature is kept between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K Within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Battery temperature	Approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)
Self-discharge	3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 61427 cycles	>1,500 at 20 °C (68 °F)
IEC 60896-11 cycles	

### 8. Number of cycles as function of Depth of discharge



### 9. Transport

Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed.

These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

### 10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	IEC 62485-2

BAE Batterien GmbH  
Wilhelminenhofstraße 69/70  
12459 Berlin  
Germany

Tel.: +49 (0)30 53001-661  
Fax: +49 (0)30 53001-667  
E-Mail: info@bae-berlin.de  
www.bae-berlin.de



### 10.1.7.- INVERSOR BG50KTR

## Specification

	BG40KTR	BG50KTR	BG60KTR	BG70KTR
<b>Input (DC)</b>				
Max. DC input power (W)	55000	66000	72000	77000
Max. DC input voltage (V)		1100		
MPPT range (V)		570-950		
<b>Output (AC)</b>				
Rated output power (W)	40000	50000	60000	66000
Max. AC output current (A)	63.5	72.5	96	96
Nominal output voltage (V) / Frequency	230/400V, 3L+N+PE/3L+PE, 50Hz/60Hz			
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency	98.90%	98.90%	99.00%	99.00%
Euro-efficiency	98.50%	98.50%	98.50%	98.50%
<b>Protection</b>				
Protection	DC breaker, AC short-circuit protection, Over current protection, Over voltage protection, Isolation protection, RCD, Surge protection, Anti-island protection, Over-temperature protection, Ground fault monitoring, etc.			
<b>General data</b>				
LCD language	English, Chinese, German, Dutch			
Protection degree	IP65			
Operating temperature range	-25°C--+60°C(derate after 45°C)			
Dimension (H x W x D mm)	810x645x235			
Weight (kg)	53			
Grid qualification	NB/T 32004-2013, TUV, CE, VDE0126-1-1, VDE-AR-N4105, G59/3.C10/11, TF3.2.1, AS/NZS 4777.2:2015, EN61000-6-1:4, EN61000-11:12, IEC62109-1:2010, PEA, ZVRT			
Safety certificate / EMC certificate	VDE-AR-N4105, AS4777/3100, CQC			
Factory warranty(years)	5(standard)/10(optional)			