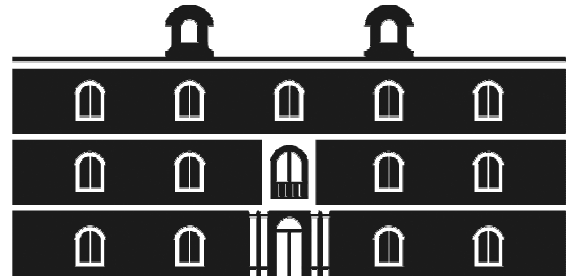




Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Instalación Eólico-Fotovoltaica Para Suministro Eléctrico A Un Sistema De Riego Por Goteo Para Uso Agrícola.

Titulación: I.T.I Electricidad

Alumno/a: Santos Ansón Fernández

Director/a/s: Juan Martínez Tudela

Cartagena, 23 de Septiembre de 2013

INDICE:

CAPÍTULO I: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. INTRODUCCION.

1.1 Riego por goteo.

1.2 Energía solar fotovoltaica.

1.2.1 Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas.

1.2.1.1 Sistemas aislados de energía solar fotovoltaica.

1.2.1.2 Centrales de generación conectadas a la red.

1.3 Energía eólica.

1.3.1 Clasificación de los aerogeneradores según el eje de giro del rotor.

1.3.1.1 Eje vertical.

1.3.1.2 Eje horizontal.

1.3.2 Clasificación de los aerogeneradores en función de la potencia suministrada.

2. OBJETO.

3. SITUACION Y EMPLAZAMIENTO.

4. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE RIEGO POR GOTEO.

4.1 Cabezal de riego.

4.1.1 Prefiltrado.

4.1.2 Filtrado.

4.2 Red de distribución.

4.2.1 Piezas especiales.

4.3 Emisores o goteros.

4.3.1 Piezas especiales.

4.4 Dispositivos o aparatos de control.

4.1.1 Reguladores de caudal y presión.

4.1.2 Manómetros.

4.1.3 Rotámetros.

4.1.4 Contadores.

5. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.

5.1 Tipos de células solares.

5.2 Módulos fotovoltaicos.

5.3 Generador fotovoltaico.

5.4 Regulador de carga.

5.5 Batería / Acumulador.

5.5.1 Acumuladores de plomo – ácido.

5.5.2 Acumuladores de níquel – cadmio.

5.6 Inversor.

6. DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN UN AEROGENERADOR.

6.1 Torre.

6.2 Rotor y palas.

6.3 Góndola.

6.4 Caja de cambios.

6.5 Generador.

6.5.1 Generador de inducción de jaula de ardilla.

6.5.2 Generador de inducción bifásico.

6.5.3 Generador síncrono.

6.6 Sistema de frenado.

6.7 Sistema de control.

CAPÍTULO II: MEMORIA DE DISEÑO.

7. RIEGO POR GOTEO.

7.1 Necesidades de cultivo.

7.2 Porcentaje de suelo mojado.

7.3 Dosis de riego.

7.4 Intervalos de riego.

7.5 Tiempo de riego.

7.6 Turnos de riego.

7.7 Cálculos hidráulicos.

7.7.1 Tubería principal.

7.7.2 Tubería principal de dos diámetros.

7.7.3 Líneas porta goteros.

7.7.4 Tuberías secundarias y terciarias.

7.7.5. Tuberías de dos diámetros.

8. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: CÁLCULO DE UNA INSTALACION AISLADA.

8.1 Condiciones de uso.

8.1.1 Calculo de las necesidades energéticas.

8.1.2 Electrificación de viviendas.

8.1.3 Sistemas de bombeo de agua.

8.2 Datos climatológicos.

8.2.1 Horas de pico solar.

8.2.2. Días de autonomía.

8.3 Dimensionado de la instalación fotovoltaica aislada.

8.3.1 Potencia máxima.

8.3.2 Consumo máximo.

8.3.3 Número de paneles.

8.3.4 Capacidad del banco de baterías.

8.3.5 Cálculo del cableado de la instalación.

8.3.5.1 Sección en corriente continua.

8.3.5.1 Sección en corriente alterna.

8.3.6 Protecciones.

8.3.6.1 Fusible.

8.3.6.2 Magnetotérmico.

8.3.6.3 *Interruptor diferencial.*

8.3.6.4 *Toma de tierra.*

8.3.7 *Acciones del viento sobre los módulos solares.*

8.3.7.1 *Presión dinámica del viento.*

8.3.7.2 *Coefficiente de exposición.*

8.3.7.3 *Coefficiente eólico o de presión exterior.*

8.3.7.4 *Momento de vuelco del sistema.*

8.4 Selección del generador eólico.

9. PRESENTACION DE RESULTADOS.

9.1 Datos preliminares y tabla de resultados obtenidos.

9.2.1 Sistema de riego por goteo.

9.2.2 Instalación solar fotovoltaica.

9.2.3 Aerogenerador.

CAPITULO III: PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS.

10. Legislación aplicable.

11. Módulos fotovoltaicos.

12. Estructura soporte.

13. Acumuladores.

14. Regulador.

15. Inversor.

16. Generador eólico.

17. Cableado.

18. Protecciones y puesta a tierra.

CAPITULO IV: PRESUPUESTO.

19. PRESUPUESTO.

19.1 Presupuesto instalación.

19.2 Estudio de viabilidad económica: Comparativa con la construcción de una línea de 20 kV y centro de transformación.

BIBLIOGRAFÍA.

ANEXO I: GLOSARIO DE TÉRMINOS.

ANEXO II: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS.

ANEXO III: PLANOS.

CAPITULO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. INTRODUCCION:

1.1 Riego por goteo:

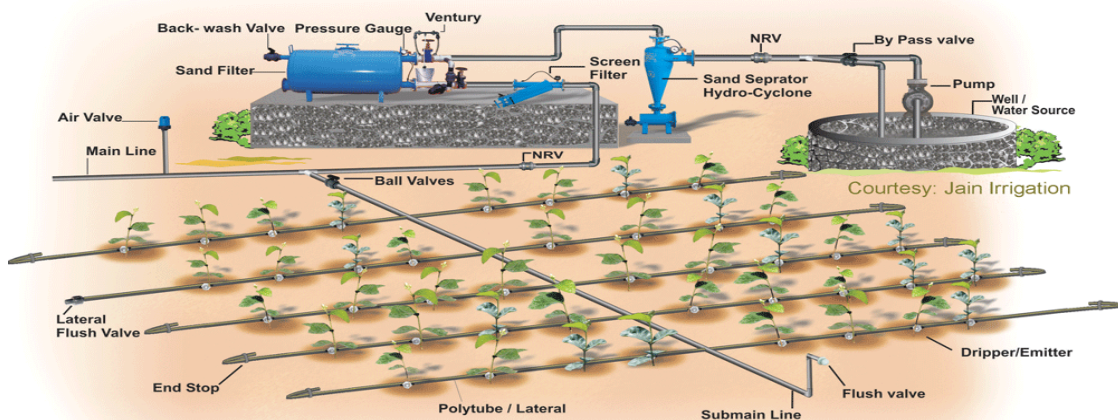
El riego por goteo moderno se desarrolló en Alemania hacia 1860 experimentando la subirrigación con ayuda de tuberías de arcilla para crear una combinación de riego y sistema de drenaje. Después de la Segunda Guerra Mundial, fueron posibles numerosas mejoras como los microtubos y diversos tipos de gotero gracias a la aparición de los plásticos modernos.

El riego por goteo moderno tuvo sus orígenes en la región de Neguev, zona árida en el sur de Israel. Allí, a finales de 1950, Simja Blass, un ingeniero israelita, observó que ciertos árboles próximos a una pequeña fuga de agua proveniente de una tubería crecían notablemente mejor que otros árboles de las cercanías. Aplicando el principio de que el efecto de un goteo lento y balanceado lleva a resultados notables, lo llevó a crear un elemento que cambiaría para siempre la historia del riego. Diseñó un tubo que funcionaba como gotero que lentamente goteaba el suministro de agua donde podría tener un resultado de mayor efectividad. Al percatarse del alto potencial de su descubrimiento, el Ing. Blass se abocó a buscar opciones para convertir su idea en un producto y así conoció el Kibbutz Hatzerim.

El Kibbutz Hatzerim, ubicado en pleno desierto de Neguev y desarrollando productos agrícolas, fue la combinación perfecta para Blass y su nuevo invento. Al combinar las capacidades de manufactura del Kibbutz, la experiencia y los contactos con el sector agrícola y su nuevo invento, se consiguió la primera producción en 1965.

En vez de liberar el agua por pequeños agujeros, que fácilmente se podrían obstruir por acumulación de partículas minúsculas, el agua se libera por tuberías más grandes y de mayor longitud recurriendo al frotamiento para ralentizar la velocidad del agua en el interior de un gotero de plástico. Esos primeros goteros eran muy sensibles al taponamiento y para remediar ese problema se diseñó un laberinto dentado que tiene por objetivo modificar la trayectoria del agua a través del gotero. Esto dio origen al flujo turbulento y se superó en gran parte el inconveniente de los taponamientos.

Este sistema de riego presenta diversas ventajas desde los puntos de vista agronómicos, técnicos y económicos, derivados de un uso más eficiente del agua y de la mano de obra. Además, permite utilizar caudales pequeños de agua.

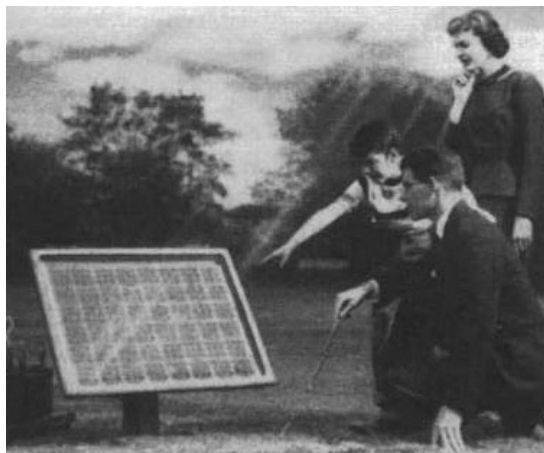


- Una importante reducción de la evaporación del suelo, lo que trae una reducción significativa de las necesidades de agua. No se puede hablar de una reducción en lo que se refiere a la transpiración del cultivo, ya que la cantidad de agua transpirada (eficiencia de transpiración) es una característica fisiológica de la especie.
- La posibilidad de automatizar completamente el sistema de riego, con los consiguientes ahorros en mano de obra. El control de las dosis de aplicación es más fácil y completo.
- Se pueden utilizar aguas más salinas que en riego convencional, debido al mantenimiento de una humedad relativamente alta en la zona radical (bulbo húmedo).
- Una adaptación más fácil en terrenos rocosos o con fuertes pendientes.
- Reduce la proliferación de malas hierbas en las zonas no regadas
- Permite el aporte controlado de nutrientes con el agua de riego sin pérdidas por lixiviación con posibilidad de modificarlos en cualquier momento del cultivo.
- Permite el uso de aguas residuales ya que evita que se dispersen gotas con posibles patógenos en el aire.

1.2 Energía solar fotovoltaica:

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico, que consiste en la conversión de la luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

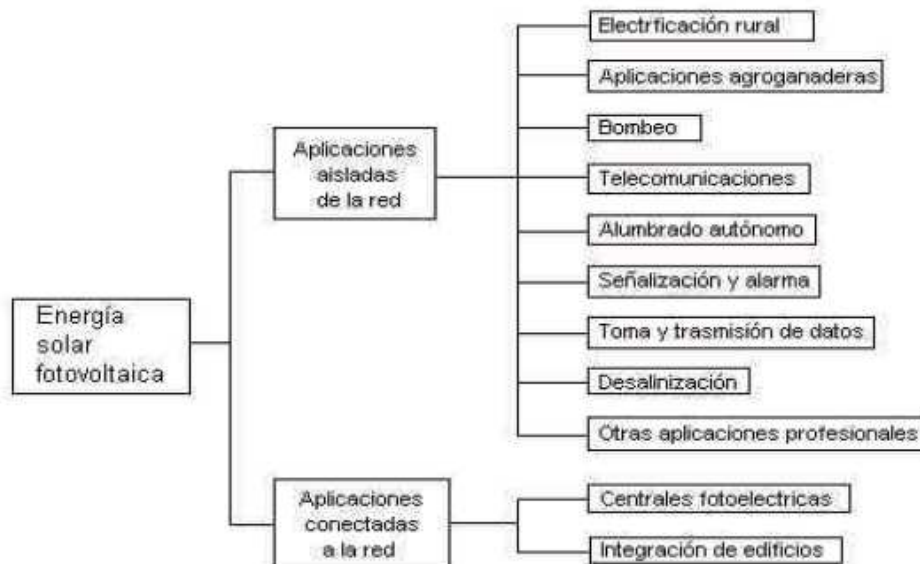
En 1.839, el físico francés Edmundo Becquerel fue el primero en constatar el efecto fotoeléctrico. Más tarde, Willoughby Smith en 1.873 y Lenard en 1.900 verifican su existencia bajo diferentes condiciones. En 1.921 Albert Einstein gana el Premio Nobel de Física gracias a un trabajo en el que se describe la naturaleza de la luz y el efecto fotoeléctrico y en el cual está basada la tecnología fotovoltaica. En 1.920 el físico norteamericano Millikan corroborará totalmente la teoría de Einstein. Sin embargo, fue en 1.954 cuando se construye el primer módulo fotovoltaico en los Laboratorios Bell y es tratado como un experimento científico ya que su coste era demasiado elevado para su utilización a gran escala.



Desde entonces, una sucesión de nuevos procesos industriales, junto con la expansión del mercado de consumo, han permitido una drástica reducción de los costes de producción de módulos. Las células fotovoltaicas están hechas con silicio, material semiconductor muy utilizado también en electrónica.

Para las células fotovoltaicas, una rejilla semiconductor recibe un tratamiento químico especial para formar un campo eléctrico, positivo en un lado y negativo en el otro. Cuando la luz solar incide en la célula, los electrones son desplazados del material semiconductor. Si ponemos conductores eléctricos tanto del lado positivo como del negativo de la rejilla, formando un circuito eléctrico, los electrones pueden ser capturados en forma de electricidad. Esta electricidad puede ser utilizada para suministrar energía a una carga, por ejemplo para encender una bombilla. La conjunción de varias células conectadas eléctricamente entre si y montadas en una estructura de apoyo o marco, se llama módulo fotovoltaico. Varios módulos pueden ser conectados unos con otros para formar un campo solar. Los módulos producen electricidad en corriente continua, pudiendo ser conectados en serie o en paralelo para conseguir el voltaje que se requiera.

La electricidad producida por los módulos se utiliza de diferentes formas según sea su aplicación. Los principales usos de la E.S.F. son la electrificación de lugares aislados de la red eléctrica (viviendas, sistemas de control remoto, telecomunicaciones, rótulos luminosos, farolas, embarcaciones, alarmas,...), el bombeo solar directo y la conexión a red.



1.2.1 Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas:

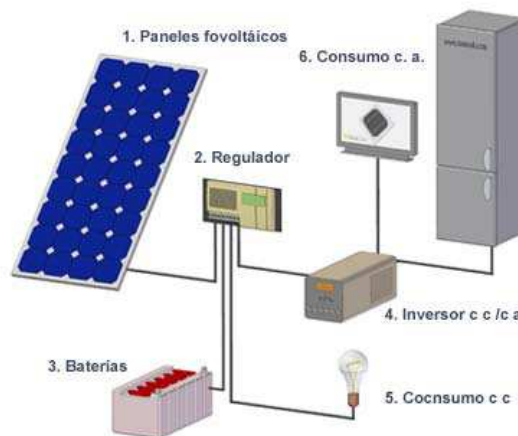
Cuando se plantea la instalación de generadores de energía solar fotovoltaica, fundamentalmente se atiende a dos razones principales:

- La necesidad de proporcionar energía eléctrica a una zona aislada o de difícil acceso para la red de distribución.
- La posibilidad de inyectar energía eléctrica a la red de distribución.

En función de estos criterios, existen dos tipologías básicas de instalaciones fotovoltaicas

1.2.1.1 Sistemas aislados de energía solar fotovoltaica:

Gracias a esta tecnología podemos disponer de electricidad en lugares alejados de la red de distribución eléctrica. De esta manera, podemos suministrar electricidad a casas de campo, refugios de montaña, bombes de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación o balizamiento, sistemas de comunicaciones, etc. Los sistemas aislados se componen principalmente de captación de energía solar mediante paneles solares fotovoltaicos y almacenamiento de la energía eléctrica generada por los paneles en baterías.



1.2.1.2 Centrales de generación conectadas a la red:

Esta aplicación consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos e inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica. Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 a 5 kWp situadas en terrazas, tejados o incluso a pie de suelo o postes metálicos, a instalaciones de hasta 100 kWp sobre cubiertas de naves industriales o en suelo, e incluso plantas de varios megavatios. El modelo más desarrollado en España es el conocido como huerta solar, que consiste en la agrupación de varias instalaciones de distintos propietarios en suelo rústico. Cada instalación tiene una potencia de hasta 100kW que es el umbral que establecía la legislación para el máximo precio de venta de energía eléctrica. Estas instalaciones pueden ser fijas (imagen derecha) o con seguimiento, de manera que los

paneles fotovoltaicos están instalados sobre unas estructuras que se mueven siguiendo el recorrido del sol para maximizar la generación de electricidad (imagen izquierda).



1.3 Energía eólica:

El uso más antiguo de la energía eólica del que se tiene documentación es como medio de locomoción. Existen dibujos egipcios, de 5000 años de antigüedad, que muestran naves con velas utilizadas para trasladarse por el Nilo. Hasta el siglo XIX, con el perfeccionamiento e introducción de las máquinas de vapor, la navegación dependió casi exclusivamente de este recurso energético. Ya en el siglo XX, con la invención de los motores de combustión interna, la navegación a vela quedó relegada solo a las actividades deportivas y a algunas actividades comerciales en pueblos costeros. Recientemente, sobre todo motivadas por los aumentos de los precios del petróleo de los años 1973 y 1979, se realizaron experiencias y construyeron barcos prototipo que utilizan la energía eólica como medio para ahorrar combustible. En transporte transoceánico, con los diseños actuales, podrían alcanzarse ahorros del orden del 10%.

Las primeras máquinas eólicas de las que se tiene documentación datan del siglo VI d.C. Eran de eje vertical y se las utilizaba para moler granos y bombear agua en la región de Sijistán, entre Irán y Afganistán. Existen indicios, aunque no demostrados, de que el uso de estos molinos, denominados panémonas, se remonta según distintos autores a entre 200 y 500 años antes de nuestra era.

Con posterioridad, y especialmente en las islas griegas del Mediterráneo, se desarrollaron molinos de viento de eje horizontal cuya principal característica fue la utilización de velas triangulares a modo de palas. Aún hoy son utilizados en la isla griega de Mikonos para moler granos. Es de destacar que este tipo de diseño permite ajustar la superficie de captación, según la velocidad del viento, arrollando las velas en sus “mástiles”.

En el siglo XI d.C. los molinos de viento eran extensivamente utilizados en el Medio Oriente. Más tarde, en el siglo XIII y como consecuencia de las Cruzadas fueron introducidos en Europa.



Durante la Edad Media se construyeron muchos molinos llegando al extremo de que los señores feudales se reservaban el derecho de autorizar su construcción, como modo de obligar a sus súbditos a moler los granos en los molinos de su propiedad. Plantar árboles cerca de ellos estaba prohibido pues debía asegurarse la libre incidencia del viento. En el siglo XIV los holandeses tomaron el liderazgo en el mejoramiento de los molinos y comenzaron a utilizarlos extensivamente para drenar las regiones pantanosas del delta del río Rin. A fines del siglo XV se construyeron los primeros molinos de viento para la elaboración de aceites, papel y procesar la madera en aserraderos. A comienzos del siglo XVI se empezaron a utilizar para el drenaje de “polders”, empleándose máquinas de hasta 37 kW (50 HP) cada una.

A mediados del siglo XIX cerca de 9000 molinos operaban en Holanda con diferentes propósitos, algunos de hasta 65 kW (90 HP). Con la introducción de las máquinas de vapor durante la Revolución Industrial comenzaron a declinar y menos de 1000 máquinas estaban en condiciones de operación a mediados del siglo XX.

En Dinamarca, al finalizar el siglo XIX, cerca de 3000 molinos eran utilizados con fines industriales y cerca de 30.000 en casa y granjas, proveyendo una potencia equivalente a 200 MW. Como en otras regiones del mundo la aparición de alternativas más baratas de abastecimiento energético hizo que paulatinamente fueran reemplazándose por máquinas térmicas o motores eléctricos alimentados desde las redes. Procesos similares tuvieron lugar en otras regiones del mundo, haciendo que el uso del recurso eólico quedase relegado a satisfacer necesidades puntuales en medios rurales o comunidades aisladas, sin ninguna participación en el mercado energético.

La toma de conciencia sobre la agotabilidad de los recursos energéticos no renovables (o de los renovables no debidamente utilizados), la creciente preocupación por el impacto sobre el medio ambiente de los combustibles fósiles y la energía nuclear, y las bruscas alzas de los precios del petróleo ocurridos en la década del 70, intensificaron la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético, renaciendo el interés por el recurso eólico.

Los países industrializados focalizaron sus desarrollos en el abastecimiento de energía eléctrica. Los logros alcanzados en el plano de la investigación y desarrollo y,

más aún, en las tecnologías de producción de turbinas eólicas, han hecho que, en el presente, el recurso eólico haya dejado de ser una potencial alternativa de abastecimiento para convertirse en una realidad. Las turbinas eólicas son hoy una opción más en el mercado de la generación eléctrica.

1.3.1 Clasificación de los aerogeneradores según el eje de giro del rotor:

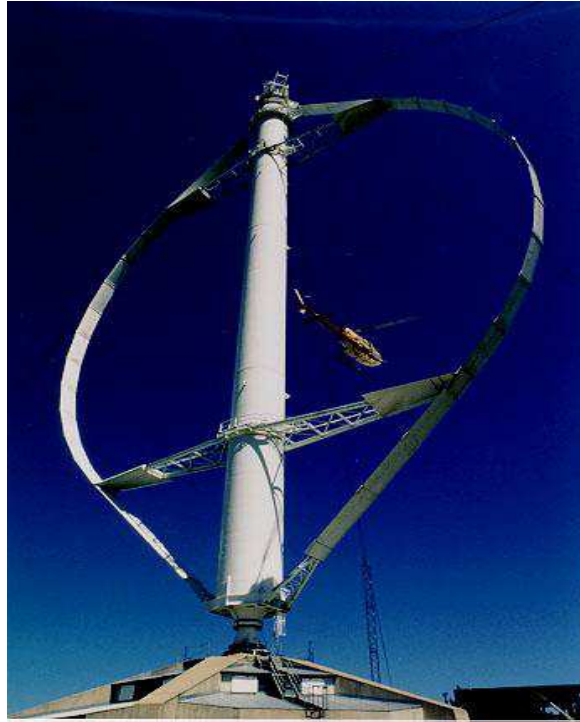
1.3.1.1 Eje vertical:

Sus principales ventajas son que no necesitan un sistema de orientación al ser omnidireccional y que el generador, multiplicador, etc., son instalados a ras de suelo, lo que facilita su mantenimiento y disminuyen sus costes de montaje. Sus desventajas frente a otro tipo de aerogeneradores son sus menores eficiencias, la necesidad de sistemas exteriores de arranque en algunos modelos, y que el desmontaje del rotor por tareas de mantenimiento hace necesaria que toda la maquinaria del aerogenerador sea desmontada.

- Rotor Savonius: Es el modelo más simple de rotor, consiste en cilindros huecos desplazados respecto de su eje, de forma que ofrecen la parte cóncava al empuje del viento, ofreciendo su parte convexa una menor resistencia al giro. Se suele mejorar su diseño dejando un espacio entre ambas caras para evitar la sobre presión en el interior de la parte cóncava. Pueden construirse superponiendo varios elementos sobre el eje de giro. No son útiles para la generación de electricidad debido a su elevada resistencia al aire. Su bajo coste y fácil construcción les hace útiles para aplicaciones mecánicas.



- Rotor Darrieus: Patentado por G.J.M. Darrieus en 1931, es el modelo de los aerogeneradores de eje vertical de más éxito comercial. Consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, con dos o más finas palas en curva unidas al eje por los dos extremos, el diseño de las palas es simétrico y similar a las alas de un avión, el modelo de curva utilizado para la unión de las palas entre los extremos del rotor es el de Troposkien, aunque pueden utilizarse también catenarias. Evita la necesidad de diseños complejos en las palas como los necesarios en los generadores de eje horizontal, permite mayores velocidades que las del rotor Savonius, aunque sin alcanzar las generadas por los modelos de eje horizontal, pero necesita de un sistema externo de arranque.



- Rotor Giromill: Este tipo de aerogeneradores también fue patentado por G.J.M. Darrieus. Consisten en palas verticales unidas al eje por unos brazos horizontales, que pueden salir por los extremos del aspa e incluso de su parte central. Las palas cambian su orientación a medida que se produce el giro del rotor para un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento.



- Rotor Windside: Es un sistema similar al rotor Savonius, en vez de la estructura cilíndrica para aprovechamiento del viento, consiste en un perfil alabeado con torsión que asciende por el eje vertical. La principal diferencia frente a otros sistemas de eje vertical es el aprovechamiento del concepto

aerodinámico, que le acerca a las eficiencias de los aerogeneradores de eje horizontal.



1.3.1.1 Eje horizontal:

En la actualidad la gran mayoría de los aerogeneradores que se construyen conectados a red son tripala de eje horizontal. Los aerogeneradores horizontales tienen una mayor eficiencia energética y alcanzan mayores velocidades de rotación por lo que necesitan caja de engranajes con menor relación de multiplicación de giro, además debido a la construcción elevada sobre torre aprovechan en mayor medida el aumento de la velocidad del viento con la altura.

Los modelos de eje horizontal pueden subdividirse a su vez por el número de palas empleado, por la orientación respecto a la dirección dominante del viento y por el tipo de torre utilizada:

- Tripala: Es el más empleado en la actualidad, consta de 3 palas colocadas formando 120° entre sí. Un mayor número de palas aumenta el peso y coste del aerogenerador, por lo que no se emplean diseños de mayor número de palas para fines generadores de energía de forma comercial, aunque sí para fines mecánicos como bombeo de agua etc.



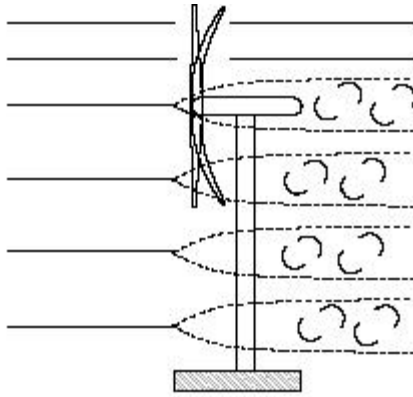
- Bipala: Ahorra el peso y coste de una de las palas respecto a los aerogeneradores tripala, pero necesitan mayores velocidades de giro para producir la misma energía que aquellos. Para evitar el efecto desestabilizador necesitan de un diseño mucho más complejo, con un rotor basculante y amortiguadores que eviten el choque de las palas contra la torre.



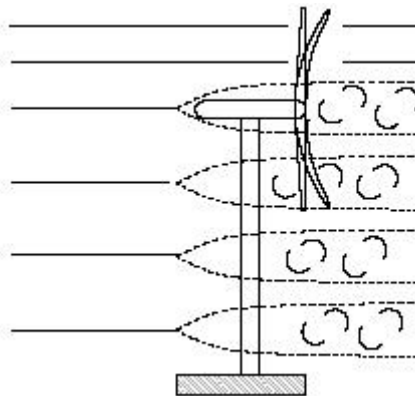
- Monopala: Tienen, en mayor medida, los mismo inconvenientes que los bipala, necesitan un contrapeso en el lado opuesto de la pala, por lo que el ahorro en peso no es tan significativo.



- Orientadas a barlovento: Cuando el rotor se encuentra enfocado de frente a la dirección del viento dominante, consigue un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento que en la opción contraria o sotavento, pero necesita un mecanismo de orientación hacia el viento. Es el caso preferido para el diseño actual de aerogeneradores.



- Orientadas a sotavento: Cuando el rotor se encuentra enfocado en sentido contrario a la dirección del viento dominante, la estructura de la torre y la góndola disminuye el aprovechamiento del viento por el rotor, en este caso el viento es el que orienta con su propia fuerza a la góndola, por lo que no son necesarios elementos de reorientación automatizada en la teoría, aunque si suelen utilizarse como elemento de seguridad. Las palas y la góndola son construidos con una mayor flexibilidad que en el caso de las orientadas a barlovento.



- Torres de celosía: Son las construidas con perfiles de acero unidos mediante tornillería. Son muy baratas y fáciles de construir pero necesitan de verificaciones periódicas de la correcta sujeción de los segmentos de acero entre si. Necesitan un emplazamiento extra para la instalación de los equipos de suelo como sistemas de control o equipos eléctricos, el acceso a la góndola se realiza por escalerillas exteriores de baja protección frente a fuertes vientos y condiciones climáticas adversas. No se utilizan en zonas geográficas septentrionales o para aerogeneradores de gran potencia.



- Torres tubulares: Consisten en grandes tubos de acero de forma tubular o cónica que ofrecen en su interior espacio para los equipos de suelo y para el acceso a resguardo hacia la góndola. Necesitan de una instalación más laboriosa y cara, pero ofrecen una mayor resistencia y precisan menos mantenimiento que las torres de celosía. Son las más empleadas en equipos de generación de energía.



1.3.2 Clasificación de los aerogeneradores en función de la potencia suministrada:

- Equipos de baja potencia: Históricamente son los asociados a utilización mecánica como bombeo del agua, proporcionan potencias alrededor del rango de 50 KW, aunque pueden utilizarse varios equipos adyacentes para aumentar la potencia total suministrada. Hoy en día siguen utilizándose como fuente de energía para sistemas mecánicos o como suministro de energía en equipos aislados. También se utilizan en grupo y junto con sistemas de respaldo como motores de gasolina para suministro de energía de zonas rurales o edificios, ya sea conectándose a red o con baterías para almacenar la energía producida y garantizar la continuidad de la cobertura energética.

- Equipos de media potencia: Son los que se encuentran en el rango de producción de energía de 150 KW. Son utilizados de forma similar a los equipos de baja potencia pero para mayores requerimientos energéticos. No suelen estar conectados a

baterías de almacenamiento, por lo que se utilizan conectados a red o junto con sistemas de respaldo.

- Equipos de alta potencia: Son los utilizados para producción de energía de forma comercial, aparecen conectados a red y en grupos conformando centrales eoloelectricas, ya sea en tierra como en entorno marino (offshore). Su producción llega hasta el orden del gigavatio. El diseño elegido mayoritariamente para estos equipos son los aerogeneradores de eje horizontal tripala, orientados a barlovento y con torre tubular.

2. OBJETO:

La redacción de este proyecto se realiza bajo el tutelaje de D. Juan Martínez Tudela, profesor del departamento de energía eléctrica de la Universidad Politécnica de Cartagena, vulgo U.P.C.T. El objetivo del presente proyecto es el cálculo y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica y eólica móvil para un grupo de impulsión horizontal de un sistema de riego por goteo para una plantación de tomates.

Para ello, lo más importante es analizar las necesidades de potencia y tiempo de funcionamiento de dicho grupo de forma que se pueda garantizar un suministro eficiente por parte de la instalación, permitiendo con ello el reducir los costes en comparación con el coste de realización, mantenimiento y suministro de una línea eléctrica para tal fin.

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO:

La unidad eólico-fotovoltaica se va a situar en la finca “Roldán” ubicada en las afueras de Roldán, pedanía del municipio de Torre Pacheco, en la comunidad autónoma de la Región de Murcia, España.

Situado en el centro oeste del término municipal de Torre Pacheco, a 8 km de la cabecera del municipio y con una elevación de 102 metros sobre el nivel del mar. Dista 34 km de la ciudad de Murcia y 28 km. de Cartagena.

4. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE RIEGO POR GOTEO.

Los componentes fundamentales de una instalación de riego por goteo son los siguientes:

- Cabezal de riego.
- Red de distribución.
- Emisores o goteros.
- Dispositivos de control.

4.1 Cabezal de riego:

El cabezal de riego comprende un conjunto de aparatos que sirven para tratar, medir y filtrar el agua, comprobar su presión e incorporar los fertilizantes. Del cabezal depende en gran parte el éxito o fracaso del riego, por lo que debe prestarse una gran importancia a su instalación, ya que desde él se regula el suministro de agua y un gran número de prácticas agrícolas, tales como la fertilización y la aplicación de pesticidas. De él parte una red de tuberías denominadas primarias, secundarias, etc., según su orden.

4.1.1 Prefiltrado:

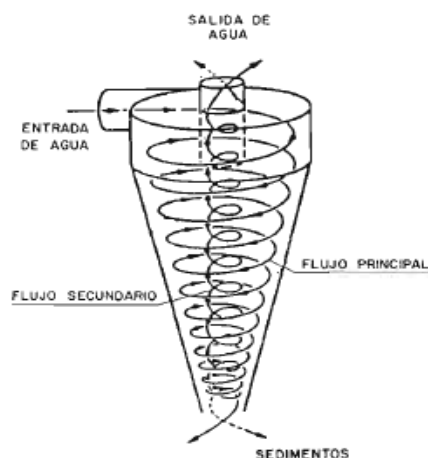
Cuando el agua contiene en suspensión una gran proporción de partículas inorgánicas (arena, limo, arcilla) hay que eliminar una buena parte de ellas antes de la entrada del agua en el cabezal de riego. Esta separación de partículas o prefiltrado se hace de dos formas:

4.1.1.1 Deposito de decantación:

Se instala cuando las partículas de limo y arcilla sobrepasan las 200 partes por millón (ppm), para evitar la limpieza reiterativa de los equipos de filtración. Es un depósito construido de obra, en donde se provoca la decantación de las partículas más pesadas que el agua. La profundidad suele variar de 0,80 a 1,5 metros y su longitud suele ser cinco veces mayor que su anchura. La velocidad del agua debe ser pequeña.

4.1.1.2 Hidrociclón:

Consiste en un recipiente de forma de cono invertido en donde el agua entra tangencialmente por la parte superior, lo que provoca un movimiento rotacional descendente en la periferia del recipiente. Las partículas sólidas en suspensión se proyectan contra las paredes y descienden hacia un depósito de sedimentos colocado en la parte inferior. El agua libre de sedimentos es impulsada en movimiento rotacional ascendente y sale por un tubo situado en la parte superior.

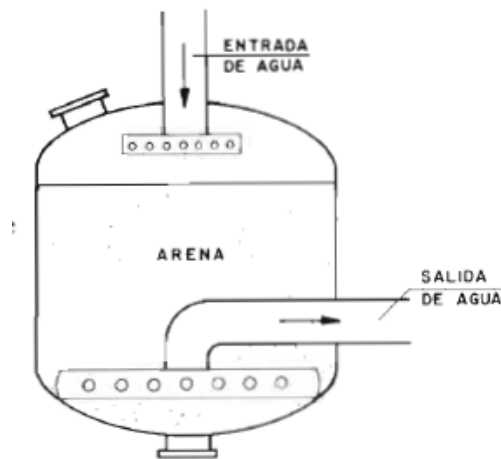


4.1.2 Filtrado:

El filtrado del agua consiste en retener las partículas contaminantes en el interior de una masa porosa (filtro de arena) o sobre una superficie filtrante (filtro de malla y filtro de anillas).

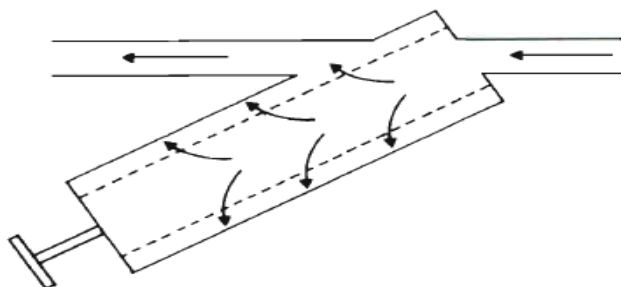
4.1.2.1 Filtro de arena:

El filtro de arena se utiliza para retener restos orgánicos, algas y pequeñas partículas minerales. Consiste en un depósito metálico o de poliéster, de forma cilíndrica, en cuyo interior pasa el agua a través de una capa de arena silícea. El agua entra por la parte superior del depósito y se recoge en la parte inferior a través de unos colectores que desembocan en la tubería de salida. El depósito lleva una boca de carga de arena en la parte superior y otra de descarga en la parte inferior.



4.1.2.2 Filtro de malla:

El filtro de malla retiene las impurezas en la superficie de unas mallas metálicas o de material plástico (nilón, poliéster). Se colmatan con rapidez, por cuya razón se utilizan para retener partículas inorgánicas de aguas que no estén muy sucias. Si el agua contiene algas hay que instalar antes un filtro de arena para retenerlas, pues colmatarían rápidamente las mallas.



4.2 Red de distribución:

Las tuberías utilizadas en riego por goteo son de material plástico: policloruro de vinilo (PVC) y polietileno (PE). En ellas hay que considerar los siguientes conceptos:

- Presión nominal. Sirve para clasificar y tipificar los tubos.
- Presión de trabajo. Es la máxima presión a la que puede estar sometido un tubo en servicio. Para temperaturas comprendidas entre 0 y 20° C, la presión de trabajo es igual a la presión nominal; a temperaturas superiores a 20° C la presión de trabajo es menor que la presión nominal.
- Diámetro nominal. En tuberías de plástico el diámetro nominal es igual al diámetro exterior.

Las tuberías portagoteros son de polietileno flexible de baja densidad y diámetros de 12, 16 o 20 mm. Su trazado debe ser próximo a la horizontalidad, por lo que en terrenos con pendiente se han de seguir las curvas de nivel o poner goteros autocompensantes.

4.2.1 Piezas especiales:

Las piezas especiales son elementos que se intercalan en la conducción para poder realizar: derivaciones, cambios de dirección, cierre o apertura del paso de agua, empalmes, variaciones de dirección, etc. Las piezas especiales de mayor utilización son las siguientes:

- Válvula de regulación o llave de paso. Es un dispositivo que permite estrangular o interrumpir el paso del agua.
- Válvula de retención. Tiene por misión evitar el cambio de dirección de la corriente. Cuando se utiliza en el riego agua procedente de conducciones urbanas es obligado instalar una válvula de retención antes del punto de inyección de los fertilizantes, con el fin de evitar el retroceso del flujo y la contaminación del agua utilizada para el consumo humano o del ganado. Esta válvula también se utiliza para amortiguar los golpes de ariete y para evitar que se descargue la tubería de aspiración, causando el descebado de la bomba.
- Válvula de seguridad. Es un dispositivo que permite la salida automática de un cierto caudal, con el fin de evitar un aumento excesivo de la presión.
- Válvula de descarga o de drenaje. Es un dispositivo que permite desaguar las tuberías una vez que el riego ha finalizado, con la finalidad de que en el interior de las mismas no se desarrollen microorganismos ni se produzcan precipitados químicos.
- Hidrante. Es una válvula de regulación que permite derivar el agua de la tubería.
- Purgadores y ventosas. Permiten la salida del aire en aquellos puntos de la instalación donde pueda acumularse: partes elevadas de las tuberías, codos, filtros, etc. Las ventosas permiten también la entrada de aire.

4.3 Emisores o goteros:

El gotero es el elemento encargado de aplicar el agua al suelo. Debe reunir las siguientes características:

- Proporcionar un caudal pequeño y uniforme, para lo cual se precisa un orificio pequeño, aunque suficientemente grande para prevenir las obstrucciones.
- Ser poco sensible a las variaciones de presión.

Los caudales de los goteros suelen oscilar entre 2 y 12 litros/hora, con unas presiones de trabajo que suelen oscilar entre 10 y 20 m.c.a. Según el cultivo y el suelo se deberá elegir el gotero más conveniente. En términos generales se aconsejan goteros de 4litros/hora en frutales y de 2 litros/hora en horticultura, trabajando a 10 m.c.a.

4.3.1 Tipos de goteros:

Por la forma en que tiene lugar la pérdida de carga, los goteros se clasifican de la forma siguiente:

- De recorrido largo:
 - Microtubo: Consiste en un tubo de pequeño diámetro y longitud variable. El régimen hidráulico es laminar, y el exponente de descarga varía de 0,75 a 1, por lo que resultan muy sensibles a las variaciones de presión y temperatura y tienen mayor riesgo de obturaciones. Actualmente el microtubo ya no se utiliza como gotero, sino como elemento de conducción de agua acoplado a un gotero.
 - Helicoidal: El agua pasa por un conducto arrollado en hélice. El régimen es parcialmente turbulento, y el exponente de descarga varía de 0,65 a 0,75. Es menos sensible que el microtubo a la presión, temperatura y obturaciones.
 - Laberintico: El agua recorre una trayectoria en laberinto, por lo que su régimen es totalmente turbulento. El exponente de descarga es 0,5. Este gotero es poco sensible a las obturaciones y a las variaciones de presión y temperatura.
- De recorrido corto:
 - De orificio: El agua descarga por un orificio. Tiene régimen turbulento, y el exponente de descarga es 0,5. Es poco sensible a las variaciones de presión y temperatura. Debido a su pequeño diámetro, se obstruye con facilidad.
 - Vórtex: En este gotero el agua vierte desde un orificio a una cámara en donde se produce una pérdida de carga adicional, con lo cual el orificio puede ser de mayor tamaño que en el tipo anterior y disminuye el riesgo de obturaciones. El exponente de descarga es 0,4, por lo que es poco sensible a las variaciones de presión.
 - Autocompensante: Tiene un dispositivo que le permite mantener un caudal constante, aunque varíe la presión de entrada. El exponente de descarga varía de 0 a 0,4. Este gotero está indicado en terrenos accidentales en donde se producen

importantes diferencias de presión. Tiene el inconveniente de que las variaciones de temperatura afectan a su membrana flexible, por lo que al cabo de cierto tiempo de funcionamiento pierde su autocompensación.

4.4 Dispositivos o aparatos de control:

4.1.1 Reguladores de caudal y de presión:

Los reguladores de caudal mantienen un caudal constante dentro de una determinada variación de presión de entrada. Estos reguladores provocan una pérdida de carga mediante la variación de la sección del paso del agua. El mecanismo puede ser una membrana elástica que se deforma más o menos según la presión de entrada, de un modo análogo a como ocurre en los goteros autocompensantes. Los reguladores de caudal se instalan en la cabecera de subunidades y unidades de riego. Provocan una pérdida de carga que varía de 0,3 a 1'2 atmósferas. En caso de caudales altos y variables, las pérdidas de carga son muy elevadas, por lo que estos reguladores se sustituyen por reguladores de presión. Los reguladores de presión mantienen constante la presión de salida, dentro de una determinada variación de la presión de entrada.

4.1.2 Manómetro:

La medida de la presión en varios puntos de la red garantiza el correcto funcionamiento de la instalación y detecta las averías. Generalmente se efectúa mediante manómetros metálicos, en donde la presión del agua se comunica a un tubo flexible curvado, cuya deformación provocada por la presión se comunica a una aguja indicadora.

Se suelen instalar tomas manométricas en puntos estratégicos para conectar un manómetro portátil. De este modo se evitan los errores de calibración de los diferentes manómetros, aparte de que, por lo general, interesa más la diferencia de presión entre dos puntos que la presión absoluta.

4.1.3 Rotámetro:

El rotámetro es un aparato que mide el flujo que pasa a través de una tubería. Consta de una cámara cilíndrica, colocada en posición vertical, en donde se encierra un balón que se desplaza hacia arriba con mayor o menor intensidad, según la magnitud del flujo. Una escala graduada mide los desplazamientos del balón.

4.1.4 Contadores:

Los contadores se utilizan para controlar el volumen de agua. Los hay de dos tipos:

- Woltmann. Basado en el giro de un molinete helicoidal cuyo número de vueltas es función del caudal.
- Proporcional. Se basa en medir una parte del caudal derivado de la conducción y establecer la proporcionalidad correspondiente entre el caudal derivado y el total.

5. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

5.1 Tipos de células solares:

5.1.1 Célula solar convencional:

Lleva una capa de silicio positiva y otra negativa que forman un campo eléctrico. La energía de la luz incidente activa los portadores de carga positiva y también los de carga negativa. La corriente fluye al unir los dos polos desde el exterior y se descarga a través de unos dedos metálicos.

5.1.1.1 Células monocristalinas:

Son las primeras que salieron al mercado y las más utilizadas en todo tipo de aplicaciones. El silicio que compone las células es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso. Ofrecen unos niveles de rendimiento elevados entre el 15 y el 18% y potencias por unidad de superficies altas. Están protegidas por un cristal que con buenas propiedades térmicas, pero por el contrario son frágiles.

5.1.1.2 Células policristalinas:

Se construyen básicamente con silicio, mezclado con arsénio y galio, son un agregado de materiales. Son más sencillas de conseguir y consiguen unos rendimientos nada despreciables (15%). No duran tanto tiempo como las anteriores, pero son perfectas para lugares en los que las condiciones ambientales son difíciles, como la alta montaña, los desiertos etc.

5.1.1.3 Células amorfas:

Las más baratas, menos duraderas y con rendimientos muy bajos de alrededor de un 6% que tienden a cero con el envejecimiento. Son las utilizadas en calculadoras y aparatos por el estilo ya que la energía que proporcionan es muy baja. Se construyen a base de evaporar encima de un cristal en una cámara de efluvios el material semiconductor o foto-reactivo y colocar un par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocristalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

5.1.2 Célula electroquímica:

En ella, la luz estimula los portadores de carga en una película de colorante. El dióxido de titanio facilita que la carga negativa fluya a la capa conductora de una capa de vidrio. El colorante compensa la falta de carga con una solución de yodo y así se crea la corriente.

5.1.3 Alfombra solar enrollable:

Permite cubrir con ella casas enteras. La luz activa ciertas moléculas que se encuentran sobre la superficie plástica, y la corriente se produce cuando los portadores de carga positiva y de carga negativa se separan entre sí.

5.2 Módulos fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).

La asociación de las células solares puede ser en serie o en paralelo. Al conectar en serie las células se suman las tensiones de cada célula y se mantiene la corriente, mientras que al conectar en paralelo las células, se suman las corrientes de cada una de ellas y se mantiene la tensión. Por tanto el comportamiento del módulo dependerá del comportamiento de las células y su disposición.

Con frecuencia las instalaciones solares disponen de baterías, las cuales tienen una tensión múltiplo de 12 V, es por eso que lo módulos puedan alcanzar fácilmente esa tensión para cargar las baterías. La mayoría de los módulos estándar de silicio cristalino está constituido por la asociación de uno, dos o tres ramales de 36 células asociadas en serie. A su vez estos ramales se podrán conectar en serie o en paralelo. Un módulo típico estándar se compone de 36 a 108 células y tiene una potencia de 50 a 165 Wp. Una vez las células están conectadas en serie o en paralelo se encapsulan para protegerlas de las condiciones climáticas como lluvia, polvo, nieve, granizo...

En la parte frontal se emplean normalmente vidrios específicos con la mayor transparencia posible para que la radiación solar incida correctamente. Por la parte posterior normalmente se utiliza un polímero opaco.

5.3 Generador fotovoltaico:

Los generadores fotovoltaicos es la asociación tanto en serie como en paralelo de diferentes módulos solares fotovoltaicos. Su función es captar la energía luminosa

procedente del sol y transformarla en corriente continua a baja tensión. Cuando variamos el número de paneles solares en serie lo que estamos haciendo es variar la tensión del generador manteniendo constante la corriente que circula por el mismo, mientras que si variamos el número de paneles en paralelo, la tensión se mantendrá constante mientras que la tensión es la que varía.

Es de vital importancia utilizar módulos iguales, es decir de la misma marca, modelo y por supuesto de la misma potencia, teniendo todos ellos las mismas curvas características con el fin de reducir pérdidas causadas por la dispersión de los parámetros eléctricos.

No hay que olvidar que la asociación de módulos en serie se denomina ramal y la asociación de ramales en paralelo es lo que va a determinar el generador fotovoltaico.

Además todos los módulos solares de un mismo ramal estarán colocados con la misma orientación e inclinación.

5.4 Regulador de carga:

Se encarga de controlar la carga de las baterías, así como la descarga y evitar cargas o descargas excesivas. De un modo sencillo, un regulador se puede entender como un interruptor, cerrado y conectado en serie entre paneles y batería para el proceso de carga y abierto cuando la batería está totalmente cargada.

Las intensidades máximas de entrada y salida del regulador adecuado para cada aplicación dependerán de la corriente de máxima que pueda producir el sistema de generación fotovoltaico para la entrada y la corriente máxima de las cargas para la salida.

Para tener en cuenta los posibles picos de irradiancia o los cambios de temperatura, es recomendable que, a la hora de escoger el regulador, sea uno que tenga de un 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar del sistema de generación fotovoltaico o bien, de la que puede consumir la carga del sistema.

5.5 Batería / Acumulador:

Se encargan de almacenar la energía eléctrica producida por el sistema de generación fotovoltaico para poder disponer de ella en las horas del día que no luzca el sol. Las más recomendadas para este tipo de instalaciones son las estacionarias de plomo ácido, con vasos de 2V cada uno, que se dispondrán en serie y/o paralelo para completar los 12, 24 o 48 V_{cc} que sea adecuado en cada caso.

5.5.1 Acumuladores de plomo-ácido:

Constituidos por dos electrodos de plomo, de manera que, cuando el aparato está descargado, se encuentra en forma de sulfato de plomo (II) ($PbSO_4$) incrustado en una matriz de plomo metálico en el elemento metálico (Pb); el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico. Ventajas: Bajo costo y fácil fabricación. Desventajas: No

admiten sobrecargas ni descargas profundas, viendo seriamente disminuida su vida útil; altamente contaminantes; baja densidad de energía: 30 Wh/kg; peso excesivo.

5.5.2 Acumuladores de níquel-cadmio:

Utilizan un cátodo de hidróxido de níquel y un ánodo de un compuesto de cadmio. El electrolito es de hidróxido de potasio. Esta configuración de materiales permite recargar la batería una vez está agotada, para su reutilización. Sin embargo, su densidad de energía es de tan sólo 50 Wh/kg, lo que hace que tengan poca capacidad. Ventajas: Admiten un gran rango de temperaturas de funcionamiento; admiten sobrecargas, se pueden seguir cargando cuando ya no admiten más carga, aunque no la almacena. Desventajas: Efecto memoria muy alto; densidad de energía baja.

A continuación se muestra una tabla donde se realiza una comparación entre los diferentes tipos de acumulador:

Tipo	Energía/ peso	Tensión por elemento (V)	Duración	Tiempo de carga	Auto- descarga por mes
Plomo	30-40 Wh/kg	2 V	1000	8-16h	5 %
Ni-Fe	30-55 Wh/kg	1,2 V	+ de 10 000	4-8h	10 %
Ni-Cd	48-80 Wh/kg	1,25 V	500	10-14h *	30%
Ni-Mh	60-120 Wh/kg	1,25 V	1000	2h-4h *	20 %
Li-ion	110-160 Wh/kg	3,16 V	4000	2h-4h	25 %
Li-Po	100-130 Wh/kg	3,7 V	5000	1h-1,5h	10%

5.6 Inversor:

Un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya misión básica es convertir la corriente continua de la instalación fotovoltaica en corriente alterna para la alimentación de los receptores, los cuales, en su gran mayoría, trabajan con corriente alterna. Hoy en día con la ayuda de la electrónica de potencia esta conversión se consigue con muy pocas pérdidas.

Se pueden distinguir 2 tipos de inversores; los inversores de conmutación natural y los inversores de conmutación forzada. Los primeros son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En la actualidad están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzada tipo PWM. Los inversores de conmutación forzada o autoconmutados son usados para sistemas fotovoltaicos aislados y permiten conseguir corriente alterna mediante la apertura y cierre forzada del sistema de control.

El inversor debe hacer trabajar al generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia, esto lo consigue colocando un convertidor de corriente continua en corriente alterna delante del propio inversor, ajustando la tensión de entrada del inversor a la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

6. DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS DE UN AEROGENERADOR:

6.1 Torre:

La torre de un aerogenerador es el elemento estructural que soporta todo el peso del aerogenerador y mantiene elevadas del suelo las palas de la turbina. Está hecha de acero y normalmente hueca por dentro para poder permitir el acceso a la góndola. Esta suele ser típicamente de acero de tipo tubular u hormigón armado (en la actualidad se suelen utilizar estructuras mixtas en las que la parte inferior es de hormigón y la superior de acero).

Elevan el aerogenerador lo suficiente como para que sea capaz de acceder a velocidades del viento mayores, en contraste con las bajas velocidades en los puntos cercanos al terreno y la existencia de turbulencias. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio.

6.2 Rotor y palas:

Normalmente las turbinas modernas están formadas por dos o tres palas, siendo lo normal el uso de tres por la mayor suavidad en el giro que proporciona. Las palas están fabricadas de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono para incrementar su resistencia. Pueden medir longitudes en el rango desde 1 metro hasta 100 metros y van conectados al buje del rotor. Dentro del buje hay ciertos elementos mecánicos que permiten variar el ángulo de incidencia de las palas.

La mayoría de los rotores en la actualidad son horizontales y pueden tener articulaciones, la más habitual es la de cambio de paso. En la mayoría de los casos el rotor está situado a barlovento de la torre, con el objeto de reducir las cargas cíclicas sobre las aspas que aparecen si se situara a sotavento de ella, pues al pasar una pala por detrás de la estela de la torre, la velocidad incidente está muy alterada. Debido a este

fenómeno, las torres de aeroturbinas con rotores a sotavento son de celosía metálica, por su mayor transparencia al viento.

6.3 Góndola:

La góndola es un cubículo que se puede considerar la sala de máquinas del aerogenerador. Puede girar en torno a la torre para poner a la turbina encarada al viento. Dentro de ella se encuentran la caja de cambios, el eje principal, los sistemas de control, el generador, los frenos y los mecanismos de giro de la góndola. El eje principal es el encargado de transmitir el par de giro a la caja de cambios.

6.4 Caja de cambios:

La función de la caja de cambios es adecuar la velocidad de giro del eje principal a la que necesita el generador. Por ejemplo en una turbina de 1 MW que tenga un rotor de 52 metros de diámetro girará aproximadamente a 20 revoluciones por minuto (rpm) mientras que el generador lo hará a 1500 rpm. La relación de la caja de cambios será de $1500/20= 75$

6.5 Generador:

Actualmente hay tres tipos de turbinas, que varían únicamente en el comportamiento que tiene el generador cuando el molino se encuentra en condiciones por encima de las nominales para evitar sobrecargas.

6.5.1 Generador de inducción de jaula de ardilla:

Un generador asíncrono como por ejemplo el de jaula de ardilla es el que se empezó a utilizar en las primeras turbinas eólicas. Debido a la gran diferencia de giro entre el eje del molino y el generador se necesita una caja de cambios. El devanado del estátor se encuentra conectado a la red. Se llaman turbinas de viento de velocidad constante, aunque el generador de inducción de jaula de ardilla permita pequeñas variaciones en la velocidad del rotor (aproximadamente el 1 %) también llamado deslizamiento. Un generador de jaula de ardilla consume la potencia reactiva de la red. Esto no es algo deseable, sobre todo en una red débil. Por esta razón, se acoplan condensadores al generador.

6.5.2 Generador de inducción bifásico:

En los generadores de inducción doble-alimentados se utiliza un primer concepto de velocidad variable. A través de la electrónica de potencia, se inyecta una corriente en el devanado del rotor del generador. El devanado del estátor del generador está conectado

directamente a la red. La frecuencia de la corriente inyectada en el devanado del rotor es variable, por ello quedan desacopladas las frecuencias eléctricas y mecánicas. Al hacerse esto, se permite el funcionamiento con velocidades variables. Una caja de cambio adapta las diferentes velocidades del rotor y el generador.

6.5.3 Generador síncrono:

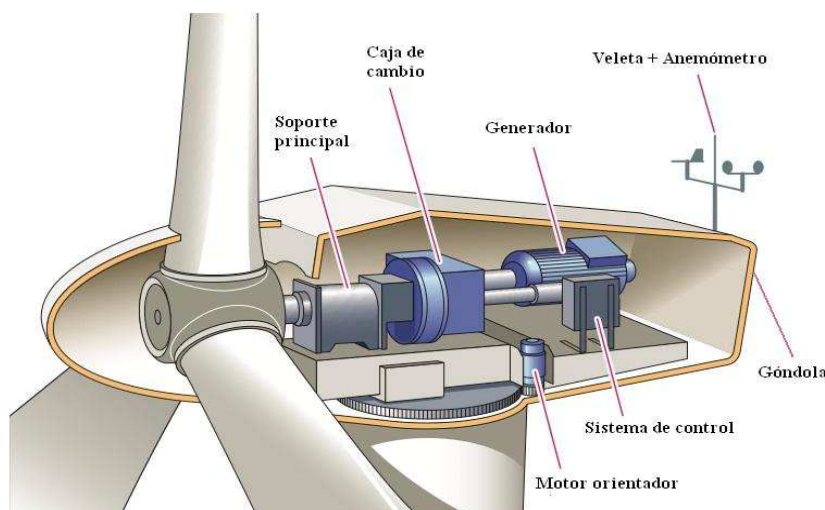
Los generadores sincrónicos usan un segundo concepto de velocidad variable. Estas turbinas no tienen una caja de cambios. El generador y la red quedan totalmente desacoplados mediante electrónica de potencia. En esta configuración, también se puede operar con velocidades variables. Algunos fabricantes usan generadores especiales que operan con bajas revoluciones. Los generadores con bajas velocidades de giro se reconocen fácilmente por sus diámetros relativamente grandes, colocados cerca del rotor de la turbina.

6.6 Sistema de frenado:

Las turbinas eólicas están equipadas con sistemas de seguridad muy avanzados. El sistema de frenado de discos permite, en situaciones de emergencia o de mantenimiento, parar el molino.

6.7 Sistema de control:

Una vez puesto en marcha un molino eólico, queda totalmente automatizado con sistemas de control formado por ordenadores. Estos manejan la información que suministran la veleta y el anemómetro colocados encima de la góndola para orientar el molino y las palas de forma que la generación se optimice lo máximo posible. Toda la información sobre el estado de la turbina se puede enviar de forma remota a un servidor central.



CAPITULO II: MEMORIA DE DISEÑO

7. RIEGO POR GOTEO:

7.1 Necesidades de cultivo:

Dado que el riego por goteo trata de satisfacer las necesidades de las plantas, es necesario conocer esas necesidades, su evolución a lo largo del tiempo y, sobre todo, las que corresponden a los períodos de mayor consumo. Estas necesidades constituirán la dosis neta de riego D_{net} , que deberá aplicarse.

Como con este sistema sólo se riega una parte del suelo y además esta zona húmeda con frecuencia está a la sombra de la planta, las pérdidas por evaporación se reducen al máximo, con lo que prácticamente todo el uso consuntivo de la planta coincide con la transpiración. Esta se obtiene a partir de la ETP mediante ciertos coeficientes correctores para tener en cuenta la fracción del suelo recubierta por la planta y el efecto oasis.

$$T_r = (0'1 + \text{fraccion de recubrimiento}) \cdot ETP$$

Donde “ T_r ” son las denominadas necesidades de cultivo y se mide en mm/día, la fracción de recubrimiento, la fracción del suelo recubierta por la planta y “ ETP ”, la evapotranspiración, en unidades de mm/día.

Para precisar el porcentaje de suelo mojado durante el proceso de riego existen distintos métodos. Depende, fundamentalmente, del caudal del gotero, el número de goteros y su separación.

7.2 Porcentaje de suelo mojado:

A efectos de proyecto existen diversas tablas que dan el porcentaje o datos para determinarlo de acuerdo con el caudal de los goteros y las características del suelo. En este caso utilizaremos la tabla de Karmelli – Keller por ser la más práctica y completa debido a que no necesita ningún tipo de determinaciones.

KARMELLI - KELLER

CAUDAL DE GOTEROS																
Separación laterales	menor de 1'5 l/h			2 l/h			4 l/h			8 l/h			mayor de 12 l/h			
Separación entre goteros (SG)																
S/m	G	M	F	G	M	F	G	M	F	G	M	F	G	M	F	
	0'2	0'5	0'9	0'3	0'7	1'0	0'6	1'0	1'3	1'0	1'3	1'7	1'3	1'6	2'0	
Porcentaje de suelo mojado																
0'8	38	88	100	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
1	33	70	100	40	80	100	80	100	100	100	100	100	100	100	100	
1'2	25	58	92	33	67	100	67	100	100	100	100	100	100	100	100	
1'5	20	47	73	26	53	80	53	80	100	80	100	100	100	100	100	
2	15	35	55	20	40	60	40	60	80	60	80	100	80	100	100	
2'5	12	28	44	16	32	48	32	48	64	48	64	80	64	80	100	

CAUDAL DE GOTEROS															
Separación laterales	menor de 1'5 l/h			2 l/h			4 l/h			8 l/h			mayor de 12 l/h		
Separación entre goteros (SG)															
S/m	G	M	F	G	M	F	G	M	F	G	M	F	G	M	F
	0'2	0'5	0'9	0'3	0'7	1'0	0'6	1'0	1'3	1'0	1'3	1'7	1'3	1'6	2'0
Porcentaje de suelo mojado															
3	10	23	37	13	26	40	26	40	53	40	53	67	53	67	80
3'5	9	20	31	11	23	34	23	34	46	34	46	57	46	57	68
4	8	18	28	10	20	30	20	30	40	30	40	50	40	50	60
4'5	7	16	24	9	18	26	18	26	36	26	36	44	36	44	53
5	6	14	22	8	16	24	16	24	32	24	32	40	32	40	48
6	5	12	18	7	14	20	14	20	27	20	27	34	27	34	40

G-> Textura gruesa o arenosa

M-> Textura media o franca

F-> Textura fina o arcillosa

7.3 Dosis de riego:

Al haber una gran eficiencia en la aplicación del agua, puede conseguirse que la humedad del terreno este siempre próxima a la capacidad de campo, y por ser un riego a baja tensión, el agua útil no será la comprendida entre la capacidad de campo y el punto de marchitez, sino bastante menor. Por otra parte, solo se humedecerá una porción de la superficie asignada a cada planta, y además el agua debe descender hasta la zona de raíces.

En consecuencia, la dosis de riego no dependerá sólo de las características físicas del terreno y de la profundidad de las raíces, como en los sistemas tradicionales, sino también del porcentaje de suelo mojado y del descenso que se va a permitir en el porcentaje de humedad del terreno para que no se resienta la planta.

La dosis de riego máximo se definirá como:

$$J_{max} = y \cdot (C_E - C_M) \cdot d_a \cdot z \cdot \frac{P}{100}$$

Siendo:

J_{max} : Dosis de riego máxima

C_E : humedad correspondiente a capacidad de campo (mm/m)

C_M : humedad correspondiente en el punto de marchitez (mm/m)

Z: profundidad del suelo adecuada a las raíces del cultivo

D_a : densidad aparente del terreno

P: porcentaje de suelo que se va a humedecer

Y: porcentaje de descenso de humedad permitido, como valores pueden darse:

- 0'3 para cultivos sensibles a la sequía
- 0'6 para cultivos poco sensibles a la sequía

En las tablas siguientes pueden obtenerse las características generales, densidad aparente del terreno, humedad correspondiente a capacidad de campo, humedad correspondiente en el punto de marchitez...de varios tipos de suelos y la profundidad de las raíces para la determinación de “z”.

Textura	d_a	C_E (%)	C_M (%)	Ag. Útil (%)	Volumen (mm/m)
Arenosa	1'55 – 1'8	6 – 12	2 – 6	4 – 6	48 – 62
Franco - arenosa	1'4 – 1'6	10 – 18	4 – 8	6 – 10	84 – 120
Franca	1'35 – 1'5	18 – 26	8 – 12	10 – 14	135 – 150
Franco – arcillosa	1'3 – 1'4	23 – 31	11 – 15	12 – 16	108 – 160
Arcillo - arenosa	1'25 – 1'35	27 – 35	13 – 17	14 – 18	12 – 170
Arcillosa	1'2 – 1'3	31 – 39	15 - 19	16 – 20	190 – 240

PROFUNDIDAD MEDIA DE LA MASA RADICULAR	
Platanera	0'4 – 6
Viña	1 – 2
Cebolla	0'3 – 0'5
Espinaca	0'2 – 0'6
Alfalfa	1'6 – 2'7
Remolacha	1 – 1'2
Maíz	0'3 – 1'2
Tomate	1 – 1'5
Pepino	0'2 – 0'4
Pimiento	0'3 – 0'5
Fresa	0'4 – 0'6
Patata	0'3 – 0'6

Para calcular la dosis real habrá que tener en cuenta la relación de transpiración y el coeficiente de uniformidad del riego; es decir, la eficiencia total del sistema.

$$D_r = \frac{D_{net}}{RT \cdot CU}$$

“ D_r ”: Dosis real

“ RT ”: Relación de transpiración

“ CU ”: Coeficiente de uniformidad del riego

7.4 Intervalos entre riegos:

El espaciamiento de los riegos es un factor que depende básicamente del cultivo, el suelo y el clima. No existe un intervalo fijo óptimo, y dado que el objetivo del riego es satisfacer las necesidades del cultivo de forma idónea, habrá que mantener la humedad del suelo en un punto tal que permita una alta transpiración a la planta. Eso significa que habrá que variar el intervalo según las épocas del año. Puede decirse que hay dos tendencias en cuanto a la fijación de los intervalos de riego.

Una de ellas consiste en regar cuando se alcanza un déficit de agua predeterminado. En esta forma los intervalos serán más cortos en los períodos de alta transpiración y se alargarán más en los de baja transpiración. Como se prevé regar hasta alcanzar un nivel determinado, este método tiene la ventaja de que aplicara siempre el mismo volumen de agua al terreno.

La otra tendencia es regar con intervalos fijos que naturalmente habrá que cambiar según las épocas del año. Las cantidades de agua aplicadas no serán las mismas, y la eficiencia en el aprovechamiento del agua por el cultivo es ligeramente inferior.

La frecuencia de riego a tener en cuenta en el proyecto de riego por goteo es la que corresponde a los días de mayores necesidades del cultivo, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$F_r = \frac{D_{max}}{T_r}$$

Siendo “ T_r ” la transpiración máxima.

Normalmente esta frecuencia es de 1 para los días cálidos de verano, y de 2 a 3 días en el resto del año, no siendo conveniente espaciar más tiempo los riegos, excepto en caso de lluvias abundantes, que mantienen el terreno húmedo.

7.5 Tiempo de riego:

Dependerá de las necesidades de cultivo, del caudal del gotero y la dosis de riego a aplicar.

Al estar referida la dosis de riego a altura de agua en mm., habrá que determinar el volumen de agua que se aplica en la zona humedecida. Dividiendo por el caudal del gotero en unidades de l/h. obtenemos la duración del riego en horas:

$$t_r = \frac{D_r \cdot S_a \cdot S_b}{q}$$

De aquí se deduce que:

$$q = \frac{D_r \cdot S_a \cdot S_b}{t_r}$$

Donde, “ t_r ” es el tiempo de riego, “ D_r ” la dosis de riego real o neta, “ S_a ” la separación de los goteros a lo largo de la línea porta goteros, “ S_b ” la separación entre líneas porta goteros y “ q ” el caudal proporcionado por los goteros.

Por tanto, cuando en una instalación, por las causas que sean, el número de horas de riego están limitadas, la última ecuación permite determinar el caudal mínimo que deberán suministrar los goteros para poder responder a las necesidades de cultivo.

7.6 Turnos de riego:

Al ser el riego por goteo más fácil de automatizar y requerir menos mano de obra que otros sistemas, debe tratar de emplearse el máximo tiempo posible en regar. Esto es particularmente importante en las grandes instalaciones en que, de acuerdo con las necesidades del cultivo, puede dividirse la instalación en varios sectores de riego simultáneo que permitirán abaratar el coste de la misma, al tener que utilizar caudales menores y, en consecuencia, diámetros menores y grupos de impulsión de menor potencia.

El número de sectores o turnos de riego que se adoptaran dependerán, por tanto, en gran parte del horario de riego disponible, y será:

$$N \leq \frac{F_r \cdot h}{t_r}$$

Teniendo en cuenta que:

- “ N ” son los turnos de riego.
- “ F_r ” la frecuencia de riego.
- “ h ” número de horas de riego disponibles, cuyo máximo y deseable valor es 24
- “ t_r ” el valor del tiempo de riego.

Cuando la limitación de riego no sea de tiempo, sino de caudal disponible, que es un caso que presenta con frecuencia, ya sea por disponer de un depósito pequeño o una tubería abastecedora ya construida, el número de turnos mínimo se obtendrá por medio de la fórmula:

$$N \geq \frac{Q_{TP}}{Q_{disp}}$$

Siendo Q_{TP} el caudal que se precisa para regar de una vez toda la parcela y Q_{disp} el caudal máximo del que disponemos para tal fin.

7.7 Cálculos hidráulicos:

El dimensionado de las tuberías de una instalación de riego por goteo se hace siguiendo el recorrido inverso del agua, es decir, empezando por los ramales de goteo más alejados, siguiendo con las tuberías terciarias, secundarias, principales y terminando en el cabezal.

Debe analizarse en cada proyecto la situación real que se presenta y asignarle unos objetivos que serán las condiciones a las que habrá de ajustarse el diseño.

Si disponemos de presión natural suficiente, es aconsejable la reducción de los diámetros de las tuberías para disipar el exceso de energía mediante pérdida de carga por fricción o rozamiento, más elevadas, pero que abaratarán la instalación. Si la presión natural disponible es muy justa, para tratar de conservarla habrá que ir a diámetros de tuberías mayores y, por tanto, el precio de la instalación también sería más alto.

Por último, cuando no se dispone de presión natural y es imprescindible un grupo de bombeo, se adoptara una posición intermedia entre las anteriores, de forma que el coste total de las tuberías y el grupo impulsor y los gastos que este genera sean menores.

7.7.1 Tubería principal:

En esta tubería, como en todo el sistema, el agua circula a presión, por lo que a lo largo de la corriente líquida se produce una pérdida de carga o energía debido al rozamiento de las moléculas líquidas entre ellas y contra las paredes de la conducción y a los cambios en la elevación. La primera es consecuencia de la viscosidad del líquido y de la turbulencia del régimen hidráulico.

Para su determinación conviene recordar que la ecuación de Bernouille, que expresa el cambio en la energía entre dos puntos, 1 y 2, de una tubería:

$$Z_1 + H_1 + \frac{V_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + H_2 + \frac{V_2^2}{2 \cdot g} + H_f$$

Partiendo de la ecuación del movimiento para fluidos en régimen permanente, se llega a la ecuación general de la pérdida de carga:

$$H_f = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^d}{2 \cdot g} \cdot L$$

La determinación del coeficiente de rozamiento “ λ ” ha conducido a un gran número de fórmulas empíricas, de las cuales la que más se emplea es la de Hazen –

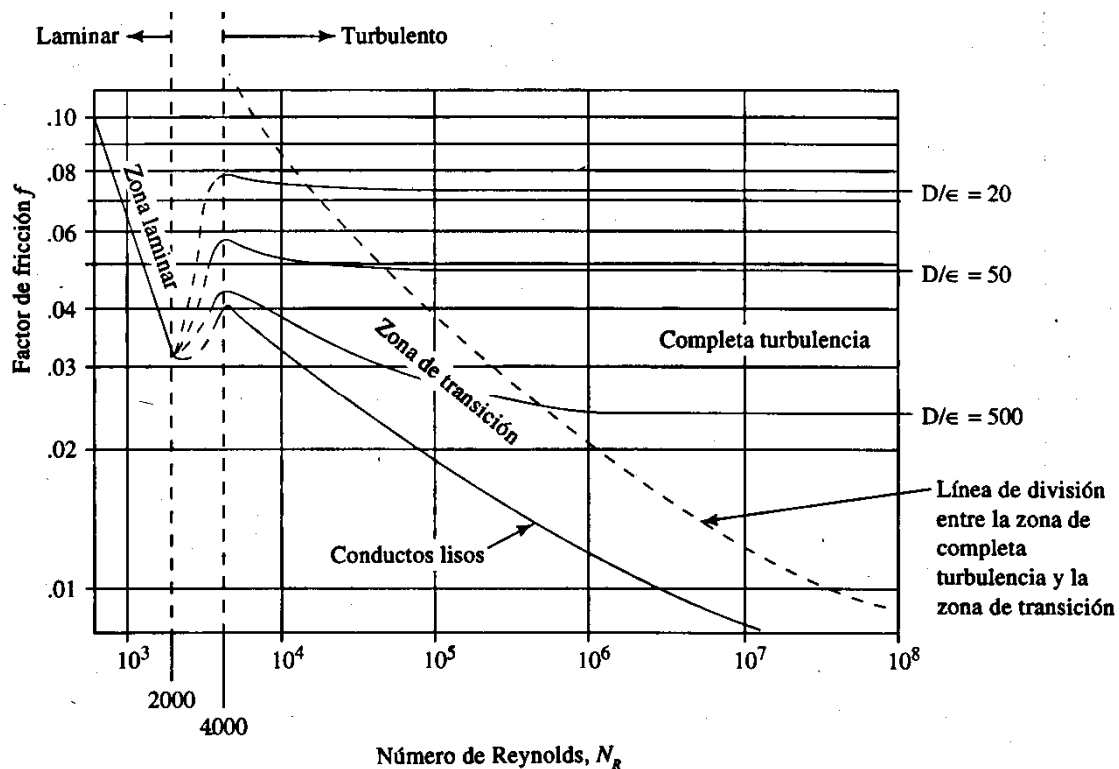
Williams, en la que “C” es un coeficiente que para tuberías de plástico (PVC y PE) como las que se emplean generalmente en riego por goteo vale 140 – 150.

$$J = K \cdot \left(\frac{Q}{C}\right)^{1/852} \cdot (D)^{-4/87}$$

Según estudios recientes, se ha comprobado que esta fórmula determina las pérdidas de carga por defecto cuando el número de Reynolds se aproxima a valores de régimen laminar, por lo que la desarrollada por Darcy – Weisbach resulta más apropiada.

$$H_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

Donde f se calcula de forma gráfica con el diagrama de Moody.



7.7.2 Tubería principal de dos diámetros:

Con frecuencia se presenta el caso de utilizar una tubería principal entre dos puntos, con dos diámetros diferentes, con objeto de abaratar la obra. La pérdida de carga total es la suma de las pérdidas de carga que se producen en cada tramo.

Si existe una limitación en la presión disponible en origen y, por tanto, en la que puede perderse en la conducción, puede procederse por tanteos sucesivos, estableciendo unos tramos de longitudes determinadas, y sumando las pérdidas de carga para ver si están dentro de los valores tolerados.

Sin embargo, como método más rápido y preciso puede utilizarse el que se puede denominar “método abreviado de la mezcla”, que se describe a continuación. Siendo “ L ” la longitud total de la tubería, “ Q ” el caudal a conducir y “ ΔH ” pérdida de carga tolerada. Se toman los dos diámetros 1 y 2 que dependiendo del caudal y mediante unas tablas, se les asocia una pérdida de carga J (%). Las longitudes de cada diámetro vienen dadas por:

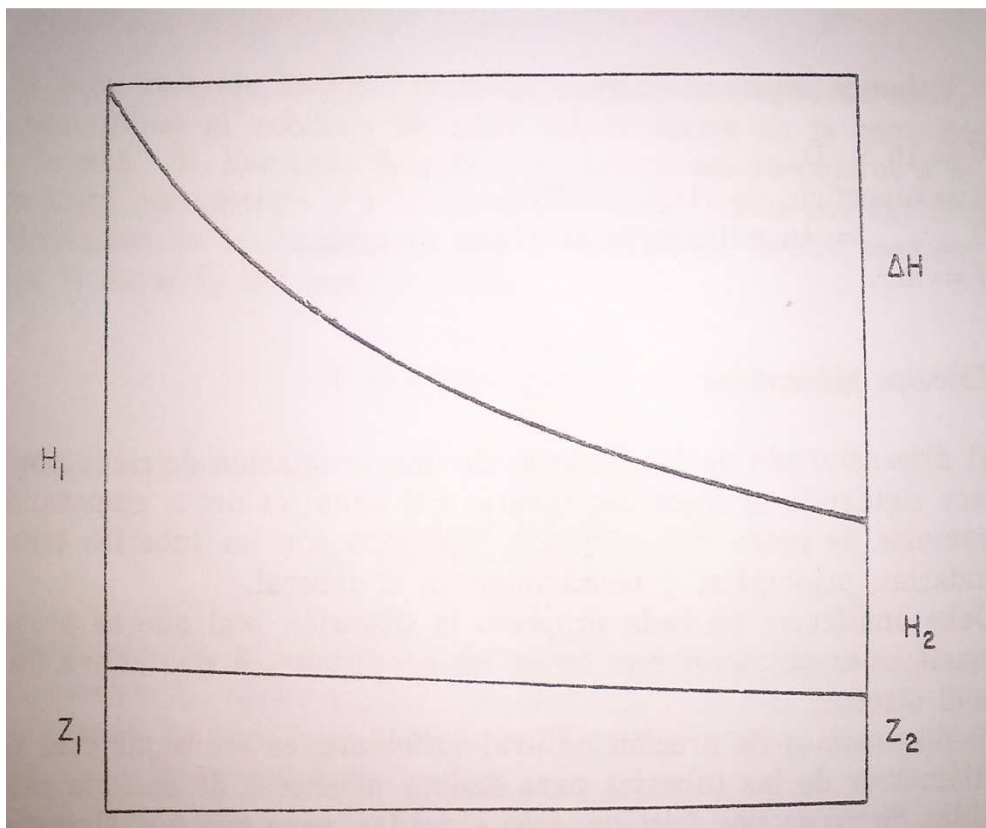
$$\phi_2 = \Delta H_1 \cdot d = \frac{J_1}{J_2 - J_1} \cdot L$$

$$\phi_1 = \Delta H_2 \cdot d = \frac{J_1}{J_2 - J_1} \cdot L$$

7.7.3 Líneas porta goteros:

Son generalmente tuberías de PE y de diámetros de 12, 16 y 20 mm. En el dimensionado de estos ramales influyen el caudal de los goteros y su número, la inclinación del terreno, la rugosidad de las paredes, el espaciamiento de los goteros, el coeficiente de reducción por división de caudal, etc.

La distribución de presiones a lo largo de estas líneas viene controlada por la caída de energía que tiene lugar debido a la fricción y a la ganancia o pérdida de energía debida a la pendiente.



Las fórmulas que se emplean en el diseño proceden de la mecánica de fluidos, adaptándolas a las características hidráulicas del emisor y el ramal. Partiendo de la formula general del movimiento de líquidos en tuberías cerradas, la pérdida de carga por rozamiento viene dada por una ecuación de la forma:

$$h = M \cdot L \cdot Q^m$$

Con “ h ” la pérdida de carga en la tubería, “ L ” la longitud, “ Q ” el caudal, “ M ” parámetro que depende de las características de la tubería y el líquido, como viscosidad, rugosidad diámetro, “ m ” coeficiente que depende del régimen de circulación del líquido y cuyo valor para régimen turbulento liso es 1’75, 2 en régimen turbulento rugoso y de 1’8 a 1’9 para la zona de transición. Adema de estas pérdidas de carga, que se podrían considerar continuas, existen otras llamadas accidentales, que se originan por turbulencia en puntos especiales, como son los codos, conexiones, té, racores y también en los puntos de inserción de los goteros.

La pérdida de fricción habría que incrementarla en esta pérdida accidental, cuyo valor se acostumbra a poner como un porcentaje de la perdida por fricción, “ a ”, que sería entre el 15 y el 25%, según la suavidad de la conexión. Pero por otra parte, al reduciéndose el caudal en cada salida, la perdida de carga en la tubería es menor que si condujera todo el caudal, por lo que habrá que multiplicarla por un coeficiente reductor:

$$h = A \cdot M \cdot L \cdot Q^m$$

Se deduce el valor del coeficiente de la siguiente forma:

$$A = \frac{1}{1 + m}$$

Con lo que ecuación para la pérdida total de carga quedaría:

$$h = \frac{1 + a}{1 + m} \cdot M \cdot L \cdot Q^m$$

Y como “ a ” y “ m ” son constantes para cada caso particular, puede establecerse un valor aproximado de dicho coeficiente, que será el que se utilice en cada momento.

A efectos prácticos, la determinación de la perdida de carga se hace utilizando los gráficos confeccionados a partir de las formulas empíricas citadas, que dan para cada diámetro de tubería comercial las relaciones caudales – perdidas de carga en porcentaje.

Las fórmulas más utilizadas para los tipos de tuberías que se emplean en el riego por goteo:

- Scobey:

$$J \cdot 10^{-6} = 2'857 \cdot k \cdot \frac{V^{1'89}}{D^{1'09}}$$

- Hazen – Williams:

$$J = K \cdot \left(\frac{Q}{C}\right)^{1'852} \cdot (D)^{-4'87}$$

- Manning:

$$V = \frac{1}{n} \cdot R^{2/3} \cdot J^{1/2}$$

- Cruciani:

$$J = \frac{0'099}{D^{4'75}} \cdot Q^{1'75}$$

Para facilitar los cálculos, todas estas fórmulas pueden plasmarse en unos gráficos que, para cada diámetro de tubería comercial dan las relaciones caudales – pérdidas de carga. Respecto a la utilización de tablas, es aconsejable emplear las que proporciona el fabricante de la tubería y si no se dispone de ellas, cualquier otra pero comprobando sobre el terreno los resultados hasta conseguir un coeficiente de ajuste que se adecue a cada caso.

Podríamos utilizar dos procedimientos:

7.7.3.1 Método general:

- Determinar “h” de acuerdo a los gráficos de pérdidas de carga obtenidos de una fórmula determinada.
- Multiplicar por un coeficiente de reducción por salida.
- Multiplicar por un coeficiente que tenga en cuenta las pérdidas accidentales.

Dentro de este método se usarían los coeficientes “ha” y “A”

7.7.3.2 Método de la longitud equivalente:

- Determinar la longitud de tubería equivalente a la pérdida de carga de los goteros de que consta el ramal y sumarla a la longitud de la línea porta goteros.

$$L_f = L + nl_e$$

- Calcular la pérdida de carga por medio de los ábacos de que se disponga como si todo el caudal circulase por la totalidad de la longitud ficticia.

- Multiplicar el resultado por el coeficiente reductor de salidas F.

$$\Delta h = F \cdot M \cdot L_f \cdot Q^m$$

Número de salidas	F	Número de salidas	F	Número de salidas	F
1	1	11	0'392	22	0'368
2	0'634	12	0'382	24	0'366
3	0'528	13	0'384	26	0'364
4	0'480	14	0'381	28	0'363
5	0'451	15	0'379	30	0'362
6	0'433	16	0'377	35	0'359
7	0'419	17	0'375	40	0'357
8	0'410	18	0'373	50	0'355
9	0'402	19	0'372	100	0'350
10	0'396	20	0'370	más de 100	0'345

7.7.4 Tuberías secundarias y terciarias:

Para el cálculo de estas tuberías se emplean las mismas fórmulas y gráficos que para las líneas porta goteros, puesto que se hace la abstracción de asimilar cada porta goteros que conecta con la tubería secundaria o terciaria a un gotero con un caudal igual al de la totalidad de los goteros a los que abastece ese ramal.

Hay que tener presente que estas tuberías controlan la uniformidad de los goteros que suministran. Así que no debe de haber una diferencia de caudal superior al 10% entre dos goteros que estén abastecidos por la misma tubería. Se calculara la presión en cabecera de la misma y se fijará dicha presión mediante una llave de paso o una válvula reguladora de presión.

Aunque es preferible que la pendiente de estas tuberías no sea superior al 4%, no hay inconveniente en que alcance valores mayores, puesto que estas pendientes influyen en la forma de diseño de las tuberías. Asimismo es frecuente que este tipo de tuberías estén formadas por dos tramos de diámetro distinto, lo que requiere consideraciones especiales.

7.7.5 Tuberías de dos diámetros:

Si se analizan todas las tuberías portarramales, se observa que el caudal va disminuyendo desde el principio al final. Análogamente a lo que se comenta en el caso de los ramales de goteo, no es posible conseguir una tubería que vaya disminuyendo su diámetro uniformemente, por lo que debe recurrirse a utilizar tramos de diferentes diámetros. No resulta aconsejable utilizar más de dos diámetros distintos en una misma tubería.

En la práctica no es un caso que se presenta con frecuencia, pero en determinadas ocasiones puede ser necesario cuando se precise un control estricto de presiones y no se disponga de válvulas reguladoras de presión. Se resuelve mediante aproximaciones sucesivas, dando unas longitudes a cada tramo y comprobando las pérdidas de carga hasta que se ajusten al valor buscado

Hidráulicamente se calcula la pérdida de carga de toda la tubería como si tuviera el diámetro del mayor de los tramos, se le suma la pérdida de carga que corresponde al tramo final del diámetro menor, cuando por el mismo circula el caudal correspondiente a los ramales portagoteros que dicho tramo abastece y, finalmente, se le resta la pérdida de carga que se producirá en el último tramo si su diámetro fuera el mayor de los dos y su caudal el que realmente conduce.

$$\Delta H_{TOTAL} = \Delta H (L_T, Q_T, \phi_1) + \Delta H (L_2, Q_2, \phi_2) - \Delta H (L_2, Q_2, \phi_1)$$

Con $L_T = L_1 + L_2$ y $Q_T = Q_1 + Q_2$.

8. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: CALCULO DE UNA INSTALACION AISLADA:

Antes de comenzar el proceso de dimensionado de una instalación es necesario conocer una serie de datos relacionados con el lugar y la instalación, tales como: las condiciones de uso, es decir, las necesidades de energía que debe solucionar la instalación fotovoltaica así como el uso que se le va a dar (fines de semana, mensual, semestral...) y los datos climatológicos de la zona en la que se va a realizar la instalación:

8.1 Condiciones de uso:

8.1.1 Cálculo de las necesidades energéticas:

Hay que calcular la potencia total del sistema tomando como referencia las horas que estarán en funcionamiento durante un día, a dicho término se le conoce como potencia máxima instalada a lo largo de un día. A tal fin es preciso conocer lo siguiente:

- Como potencia máxima se entiende la potencia máxima instalada a lo largo de un día.
- La cantidad de equipos de similares características.
- Horas de funcionamiento del sistema.

Para calcular la potencia máxima de la instalación se recurre a la formula siguiente:

$$P_{max} = \sum cantidad \cdot horas \cdot P_{nombre_{equipo}}$$

Donde “ P_{nombre_equipo} ” tiene unidades de W/h.

8.1.2 Electrificación de viviendas:

En electrificación de viviendas lo más frecuente es recurrir a una tabla en la que aparezcan reflejados los equipos, la potencia consumida por cada uno de ellos, cantidad y tiempo de uso, tal y como muestra la siguiente imagen.

Dispositivos (Carga)	Potencia (W)	Unidades	Pot. Inst (W)	Horas/día	Cons.Wh/d
Bombillas en la cocina	30	2	60	3	180
Fluorescente	40	3	120	4	480
Televisor	70	1	70	3	210
Cafetera	200	1	200	0.5	100
Microondas	900	1	900	0.15	135
Radio reloj	1	1	1	24	24
Ventilador de mesa	15	1	15	6	90
Refrigerador (mini)	20	1	20	24	480
			1386		1699

8.1.3 Sistemas de bombeo de agua:

El cálculo de la energía necesaria, en este caso, dependerá del sistema capaz de transportar un volumen de agua diario, “ V ”, una altura determinada “ h ”, que es la distancia en metros que tiene que recorrer el volumen de agua desde el nivel de extracción hasta el depósito de almacenaje. Para ello se dispone de la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot h \cdot V}{3600}$$

En esta ecuación encontramos otros términos como, “ ρ ” que es la densidad del agua en unidades de kg/l, “ g ” la gravedad con un valor de 9’81 m/s².

Si tenemos en cuenta que las pérdidas por fricción en tuberías y la variación del nivel dinámico del agua, entonces la altura será la diferencia entre el nivel de descarga de la tubería de impulsión en el depósito y el nivel estático del agua del pozo. Teniendo en cuenta también la eficiencia o rendimiento eléctrico de la bomba, “ η ”, se podría calcular la potencia eléctrica de la bomba como:

$$P_e = \frac{2'725 \cdot h \cdot V}{\eta \cdot t}$$

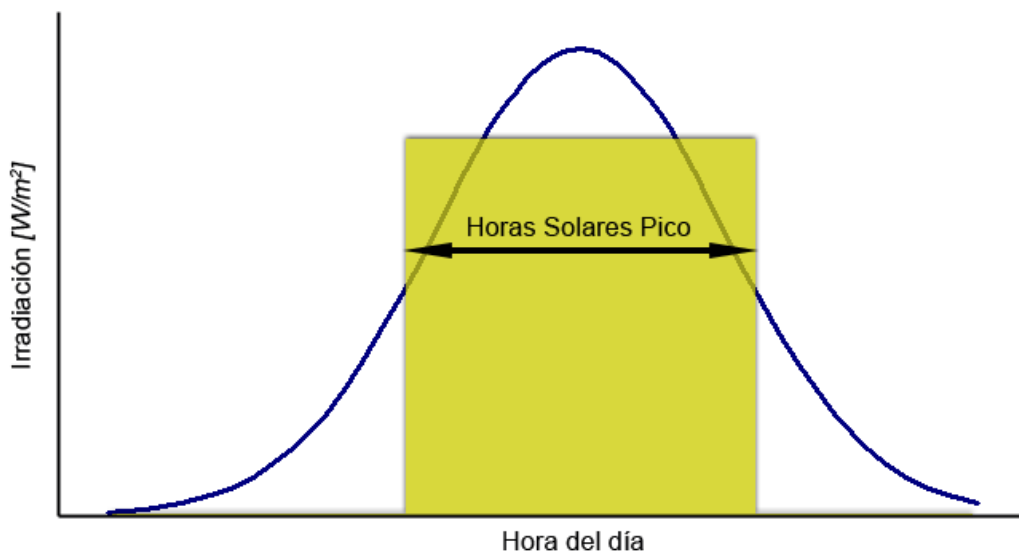
Donde “ t ” es el tiempo en horas, y el rendimiento de la bomba para corriente continua se sitúa entre el 25% y el 60% y para corriente alterna alcanza un valor en torno al 40%.

8.2 Datos climatológicos:

En este apartado se procede a definir los conceptos de horas de pico solar y días de autonomía que están relacionados entre sí.

8.2.1 Horas de pico solar:

Se pueden definir las horas de pico solar o HPS como las horas de irradiación diarias, y cuyo valor puede oscilar de 3 a 7 horas, dependiendo, en mayor medida, del mes de diseño y del lugar donde se realice la instalación.



En función del uso que se vaya a realizar de la instalación solar, es necesario tener en cuenta que:

- Si el diseño se va a efectuar para una vivienda de uso diario o anual, el valor de HPS corresponderá con el valor medio del año. Otra opción es plantear el diseño en base al mes más desfavorable, que suele corresponder con los meses de Diciembre y Enero.
- En cambio, si el diseño es para un periodo de tiempo determinado, se escogerá un valor de HPS medio de todos los meses que componen dicho periodo.

El cálculo de las horas de pico solar se realiza mediante herramientas online tales como *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)* o calculadoras como la que proporciona *HM Sistemas* en su página web.

8.2.2 Días de autonomía:

El concepto de días de autonomía viene referido a la cantidad de días con baja irradiación en los que la instalación tendrá uso, dicho de otra manera, la instalación funciona sin que sea necesario suministrar energía desde los paneles. También depende

del lugar geográfico, puesto que según la zona, sur o norte, hay más o menos días nublados.

8.3 Dimensionado de la instalación fotovoltaica aislada:

En este apartado se describe el dimensionado de la instalación de forma manual, es decir, un compendio de fórmulas que nos van a permitir establecer el número de paneles, el regulador, la capacidad del banco de baterías y demás elementos, todo ello en función de si la instalación va a dar servicio a equipos de corriente continua únicamente, equipos de corriente tanto continua como alterna o a equipos de corriente alterna exclusivamente.

El proceso de cálculo general se puede dividir en 4 apartados: cálculo de la potencia máxima, cálculo del consumo máximo, cálculo del número de paneles y cálculo de la capacidad de la batería.

8.3.1 Potencia máxima:

Hay que calcular la potencia total del sistema tomando como referencia las horas que estarán en funcionamiento durante un día, a dicho término se le conoce como potencia máxima instalada a lo largo de un día. A tal fin es preciso conocer lo siguiente:

- Como potencia máxima se entiende la potencia máxima instalada a lo largo de un día.
- La cantidad de equipos de similares características.
- Horas de funcionamiento del sistema.

Para calcular la potencia máxima de la instalación se recurre a la formula siguiente:

$$P_{max} = \sum cantidad \cdot horas \cdot P_{nombre_{equipo}}$$

8.3.2 Cálculo del consumo máximo:

Para proceder a este cálculo hay que trabajar sobre el valor obtenido en el apartado anterior, debemos transformar la potencia máxima en unidades de Wh/día a términos de corriente (Ah/día).

Se calcula la corriente máxima de consumo como el cociente entre la potencia máxima y la tensión del banco de baterías:

$$I_{inst_max} = \frac{P_{max}}{V_{bateria}}$$

Este valor de consumo hay que darle un margen o factor de seguridad para mantener un consumo aceptable de la instalación generadora. Dependiendo del

diseñador de la instalación el factor de seguridad puede obviarse o tomar un valor aceptado del 20 %, por lo tanto la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$I_{max} = 1.2 \cdot I_{inst_max}$$

En este punto es cuando se procede a calcular el consumo máximo de la instalación teniendo en cuenta las pérdidas que se producen. La fórmula que determina las pérdidas totales, “ K_T ” es:

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot \left[1 - \frac{(K_A \cdot D_{aut})}{P_d} \right]$$

Donde:

- “ K_A ”: pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería, dada a los 20 °C. Esta pérdida suele venir en las hojas de características dadas por el fabricante de la misma, su valor por defecto es del 50 %. También son comunes valores del 60 % o 70 %.
- “ K_B ”: pérdidas debido al rendimiento de la batería que, por lo general, tiene un valor del 5 %, pero puede escogerse un valor del 10 % para baterías antiguas, fuertes descargas o bajas temperaturas de funcionamiento.
- “ K_C ”: pérdidas debido al rendimiento del convertidor o inversor utilizado, principalmente en instalaciones de 230 voltios. Los valores por defecto suelen oscilar entre el 80 % y el 95 %, lo que supone unas pérdidas que van de 5 % al 20 %.
- “ K_R ”: pérdidas debido al rendimiento del regulador empleado. Suele depender de la tecnología que emplea, pero si se desconoce se escoge el valor por defecto del rendimiento del 90%, lo que sitúa las pérdidas en el 10%.
- “ K_X ”: pérdidas no contempladas como las producidas por efecto Joule, caídas de tensión y demás. Se selecciona un valor por defecto del 10%.
- “ D_{aut} ”: días de autonomía con baja o nula insolación.
- “ P_d ”: profundidad de descarga de la batería, que vendrá dada por el fabricante, por defecto se escoge un valor del 60 o 70 %.

Una vez calculadas las pérdidas, se determina el consumo máximo, “ C_{max} ”, como el cociente entre el valor de “ I_{max} ” y las pérdidas totales “ K_T ”.

$$C_{max} = \frac{I_{max}}{K_T}$$

8.3.3 Cálculo del número de paneles:

Una vez conocido el valor de corriente que va a demandar la instalación, y teniendo en cuenta las características del modelo de panel fotovoltaico, se puede calcular el número de módulos necesarios. Para ello se va a calcular la corriente

necesaria que es capaz de suministrar la instalación y que dicho valor sea igual o lo más cercano posible al de la corriente que se precisa para que la instalación funcione de forma completamente autónoma.

La corriente que suministra el panel se determina de la siguiente manera:

$$E_{panel} = \eta \cdot I_{panel} \cdot HPS$$

Conocidos la corriente que suministra el panel y el consumo máximo, el número de ramas necesarias se calcula mediante la primera de las siguientes ecuaciones. El número de módulos necesarios para adaptarse a la tensión de la instalación y del banco de baterías, o dicho de otra manera, el número de módulos que deben conectarse en serie se obtiene a partir de la segunda ecuación, sabiendo que “ $V_{bateria}$ ” es la tensión del banco de baterías y “ V_{panel} ” la tensión nominal de la placa fotovoltaica.

$$Numero_{paralelo_panel} \geq \frac{C_{max}}{E_{panel}}$$

$$Numero_{serie_panel} \geq \frac{V_{bateria}}{V_{panel}}$$

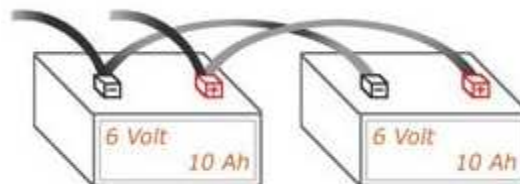
8.3.4 Capacidad del banco de baterías:

Para realizar el cálculo que nos permita obtener la capacidad de la batería se deben tener en cuenta las siguientes variables: el consumo máximo, que se suministrara cuando haya poca o nula radiación solar, los días de autonomía que mantendrá el suministro y la profundidad de descarga de la batería:

$$C_{bateria} \geq \frac{C_{max} \cdot D_{aut}}{P_d}$$

En la mayoría de los casos será necesario asociar varias baterías. Las formas de asociación de acumuladores son:

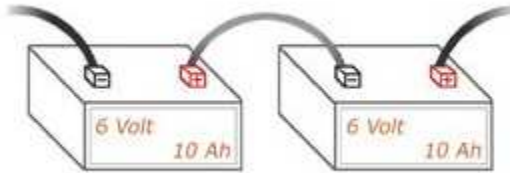
- Paralelo: Se conectan todos los polos positivos y todos los polos negativos por separado, con lo que se consigue aumentar la capacidad total de almacenamiento manteniendo un mismo nivel de tensión. La capacidad es la suma de todas las capacidades de las baterías.



Para obtener el número de baterías en paralelo se usara la siguiente expresión, que relaciona el valor de capacidad total calculado con la capacidad nominal de una sola batería.

$$Numero_{paralelo_bateria} \geq \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}}$$

- Serie: El método es conectar el polo positivo de un acumulador con el negativo del siguiente, de esta manera se puede incrementar el nivel de tensión del banco de baterías manteniendo una capacidad constante.



El número de baterías en serie viene definido por el valor de la tensión de instalación, lo que anteriormente se denominó como “ $V_{bateria}$ ” y el valor de la tensión nominal de la batería “ $V_{nominal_bateria}$ ”.

$$Numero_{serie_bateria} \geq \frac{V_{bateria}}{V_{nominal_bateria}}$$

8.3.5 Cálculo del cableado de la instalación:

Elegir una sección adecuada es importante, puesto que una elección incorrecta puede repercutir en un aumento de la caída de tensión, lo que implica un aumento de la corriente en el conductor y por lo tanto, de la temperatura del mismo.

Primero hay que calcular el valor de la sección matemáticamente, después habrá que comprobar la corriente máxima admisible para la sección elegida y la canalización a utilizar.

8.3.5.1 Calculo de la sección en corriente continua:

Para el cálculo de la sección del cable es preciso conocer lo siguiente: el material del que está compuesto el conductor, cobre o aluminio y su correspondiente conductividad “ k ”, que para el cobre tiene un valor de 56 en unidades de $m/\Omega mm^2$ y para el aluminio vale 35 $m/\Omega mm^2$; la longitud “ l ” en metros, la intensidad que va a soportar el cable “ I ” en amperios y la caída de tensión “ U ” en voltios.

$$S = 2 \cdot \frac{l \cdot I}{k \cdot U}$$

La caída de tensión se calcula para un porcentaje de la tensión nominal, que varía dependiendo de los elementos de la instalación que conecta:

- Caída de tensión entre paneles fotovoltaicos y regulador/inversor: 3%.
- Caída de tensión entre regulador y batería: 1%.
- Entre inversor y batería: 1%

- Entre regulador e inversor: 1%.
- Entre inversor o regulador y los equipos conectados: 3%.


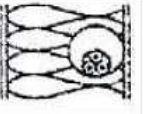






8.3.5.2 Cálculo de la sección en corriente alterna:

El cálculo de la sección en corriente alterna se basa en las prescripciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, vulgo REBT, en el que se fijan unos valores de caída de tensión para viviendas y para industria de 3% y 5% respectivamente.

Una vez calculada la sección del cableado hay que escoger un valor normalizado. Para ello nos valemos de la tabla siguiente que muestra los diferentes aspectos en los que debemos fijarnos:

- El tipo de instalación:
 - A1: Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes.
 - A2: Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.
 - B1: Conductores aislados en tubos en montaje superficial incluyendo canales para instalaciones, canaletas y conductos de sección no circular.
 - B2: Cables multiconductores en tubos en montaje superficial incluyendo canales para instalaciones, canaletas y conductos de sección no circular.
 - C: Cables multiconductores directamente sobre la pared en bandeja no perforada.
 - E: Cables multiconductores al aire libre en bandeja perforada con una distancia a la pared $0,3 D$.
 - F: Cables unipolares en contacto mutuo en bandeja perforada con una distancia a la pared D .
 - G: Cables unipoalres en bandeja perforada separados entre si con una distancia D mínima.
- Si es conductor trifásico denominado “ $3x$ ” o monofásico “ $2x$ ”
- El aislamiento del cable:
 - PVC: Policloruro de Vinilo.
 - XLPE: Polietileno reticulado.

Una vez seleccionado el tipo de instalación, conductor y aislamiento, la sección necesaria se obtiene comparando el valor de intensidad calculado para cada tramo y el valor normalizado, teniendo en cuenta que este último debe ser superior al calculado. En caso de que la diferencia entre el normalizado y el calculado fuese mínima, seleccionaríamos un valor superior normalizado.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.						3x PVC				3x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados mínimo D.									3x PVC		3x XLPE o EPR
Cobre	mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205	
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601		
240				315	350	374	419	455	490	552	711		
300				360	404	423	484	524	565	640	821		

8.3.6 Protecciones:

Los dos principales elementos de protección son el magnetotérmico y el fusible, que sirven como disparo de protección ante cortocircuitos y sobreintensidades. Ante sobretensiones o sobrecargas, los elementos como el regulador o el inversor incorporan los elementos necesarios de protección en estos casos.

8.3.6.1 Fusibles:

El funcionamiento de un fusible es sencillo. Cuando se sobrepasa un nivel de intensidad determinado, la temperatura aumenta debido al efecto Joule, el fusible se funde convirtiéndose así en un punto abierto en el circuito que impide el paso de la corriente.

Están constituidos por material aislante con tapas de material conductor insertadas en el cuerpo aislante. Una vez que el fusible se ha fundido, la única opción es reemplazarlo por uno de iguales características.

Los fusibles utilizados para proteger las instalaciones de corriente continua son los de fusión lenta como los “gL-gG”, se conectarán al conductor activo.

Los valores del fusible se escogen siguiendo las siguientes anotaciones:

- Entre paneles y regulador: El valor de la corriente de cortocircuito del campo generador. Esta intensidad se determina como:

$$I_{\text{campo_fotovoltaico}} = I_{SC} \cdot \text{numero de ramas}$$

- Entre regulador y acumulador: Para esto podemos escoger como valor de intensidad la calculada como “ $I_{\text{campo_voltaico}}$ ” o con la fórmula:

$$I_{\text{regulador}} = 1'1 \cdot I_{\text{campo_fotovoltaico}}$$

- Entre regulador, baterías e inversor: El valor entre el cociente de la potencia del inversor en la entrada y la tensión nominal del banco de baterías se determina como:

$$I_{\text{fusible_R_B}} = \frac{P_{DC}}{V_{\text{nom_banco_baterias}}}$$

En caso de desconocer el valor de “ P_{DC} ” se puede obtener mediante la expresión:

$$P_{DC} = \frac{P_{\text{nominal}}}{\eta}$$

Donde “ η ” es el rendimiento

8.3.6.2 Magnetotérmico:

Es un dispositivo de protección ante cortocircuitos y sobrecargas. Su funcionamiento está basado en los efectos que se producen por la circulación de corriente eléctrica: magnético y térmico.

Las características que definen a un interruptor magnetotérmico son:

- Tensión nominal.
- Intensidad nominal.
- Poder de corte, en unidades de kA para una tensión determinada.
- Numero de polos.
- Curva característica.
- Tipo de activación: térmica, magnetotérmica, temporizada o por protección diferencial.

8.3.6.3 Interruptor diferencial:

Se trata de un dispositivo que permite detectar contactos indirectos y proteger de ellos a los usuarios de la instalación cortando el suministro de energía eléctrica.

8.3.6.4 Toma de tierra:

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos, formados por placas enterradas, picas verticales o conductores enterrados horizontalmente.

El tipo y la profundidad de enterramiento de la toma de tierra deben ser los necesarios de manera que la pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros factores no alteren la resistencia de toma de tierra prevista.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase (S_F) en mm^2	Sección mínima de conductores de protección (S_P) en mm^2
$S_F \leq 16$	$S_P = S_F$
$16 < S_F \leq 35$	$S_P = 16$
$S_F > 35$	$S_P = S_F/2$

El valor de la resistencia de tierra se calculara en función de la resistividad del terreno, “ ρ ” medida en Ω/m ; la longitud de la pica o el conductor “ L ”, cuando no se trata de una pica vertical, en metros o el perímetro de la placa “ P ” cuando se trate de una placa enterrada.

- Placa enterrada:

$$R = \frac{0'8 \cdot \rho}{P}$$

- Pica vertical:

$$R = \frac{\rho}{L}$$

- Conductor enterrado horizontalmente:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L}$$

8.3.7 Acciones del viento sobre los módulos fotovoltaicos:

Según el código técnico de la edificación, en el documento básico SE –AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación, para las acciones del viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica se puede estimar dicho calculo como se muestra a continuación.

La acción del viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, “ q_e ”, puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Siendo:

- “ q_b ” la presión dinámica del viento.
- “ c_e ” el coeficiente de exposición.
- “ c_p ” el coeficiente eólico o de presión exterior.

8.3.7.1 Presión dinámica del viento:

El valor de la presión dinámica del viento puede obtenerse con la expresión:

$$q_b = 0'5 \cdot \delta \cdot V_b^2$$

Considerando como densidad del aire $\delta = 1'25 \text{ kg/m}^3$.

El valor básico de la velocidad del viento “ V_b ” en cada localidad puede obtenerse del mapa de la figura siguiente.

El de la presión dinámica es, respectivamente, de $0'42 \text{ kN/m}^2$, $0'45 \text{ kN/m}^2$ y $0'52 \text{ kN/m}^2$ para las zonas A, B y C de dicho mapa.



8.3.7.2 Coeficiente de exposición:

El valor del coeficiente de exposición depende del entorno (efecto por tano más local que el de la presión dinámica del viento) y puede obtenerse mediante la expresión a continuación:

$$c_e = F \cdot [F + (7 \cdot k)]$$

Siendo “ F ” a su vez el grado de aspereza del entorno, que se puede calcular como:

$$F = k \cdot \ln(\max(z, Z)/L)$$

Donde “ z ” es la altura del emplazamiento y “ k ”, “ L ” y “ Z ” parámetros característicos de cada tipo de entorno, los cuales podemos obtener de la tabla:

Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,15	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

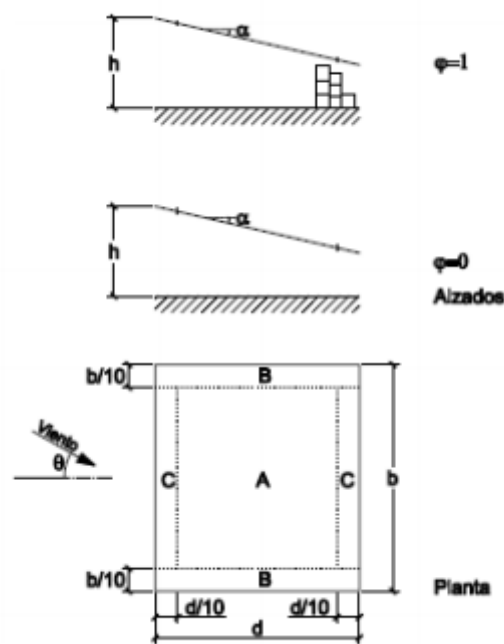
8.3.7.3 Coeficiente eólico o de presión exterior:

El viento produce sobre cada elemento superficial de una construcción una sobrecarga unitaria p (kg/m^2) en la dirección de su normal, positiva (presión) o negativa (succión), de valor dado por la fórmula:

$$p = c_p \cdot q_b$$

Donde “ q_b ” es la presión dinámica del viento calculada anteriormente, y “ c_p ” el coeficiente eólico, positivo para presión, o negativo para succión, que depende de la configuración de la construcción, de la posición del elemento y el ángulo “ α ” de incidencia del viento en la superficie.

El método al que se puede adaptar es asimilando la cubierta o estructura a una marquesina a un agua. A, B y C indican las diferentes zonas de influencia de la superficie. La zona C es la más desprotegida, por tanto la hipótesis más conservadora es tomar este valor como válido para el conjunto de la cubierta a estudiar.



Para elementos con áreas de influencia entre 1 m^2 y 10 m^2 , el coeficiente de presión exterior se puede obtener mediante la tabla siguiente.

Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción φ	Coeficientes de presión exterior		
			$C_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

8.7.3.4 Momento de vuelco del sistema:

Para poder determinar si el sistema estructural es susceptible de vuelco debido a la acción del viento, se compara, matemáticamente, el sumatorio de momentos desestabilizantes con el sumatorio de momentos estabilizantes.

$$\sum M_{desestabilizantes} \leq \sum M_{estabilizantes}$$

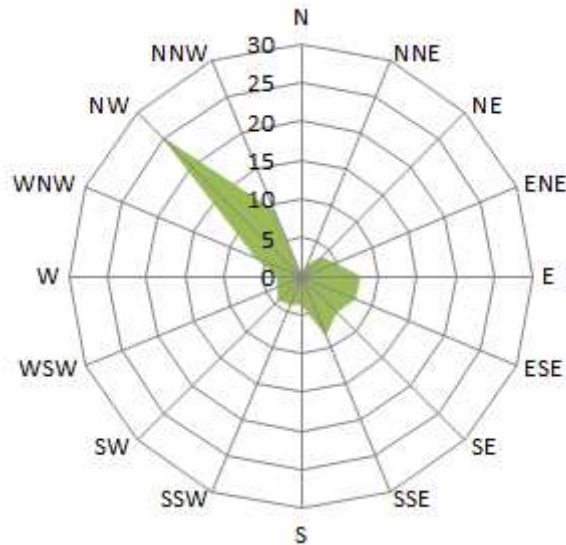
Aplicando los coeficientes de mayoración, “ γ ”, necesarios en cada caso.

Coeficientes de mayoración (γ)	Cargas permanentes	Cargas variables
Favorables	1	0
Desfavorables	1'35	1'5

8.4 Selección del aerogenerador:

Se va a detallar el proceso de selección de un aerogenerador, pero en el apartado destinado a resultados se va a especificar de qué manera se usarán estos cálculos para el caso que nos ocupa en el presente proyecto.

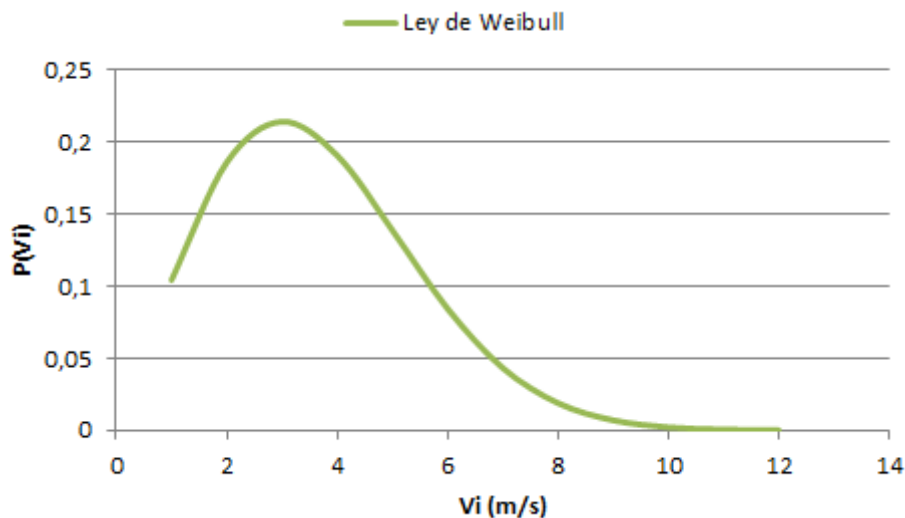
En primer lugar, es necesario determinar la distribución de frecuencias del viento en la zona pensada para su implantación, hay distintas formas para su obtención tales como el Atlas Eólico de la página web del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, vulgo IDAE (<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>), el Instituto Nacional de Meteorología (INM), etc. El resultado es la denominada rosa de frecuencias que aparece representada a continuación.



Una vez obtenido el gráfico, el paso siguiente es realizar un estudio estadístico para clasificar la distribución de velocidades del viento independientemente de la dirección que tenga, para tal fin se recurre a la expresión o Ley de Weibull que viene definida como:

$$p(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right]$$

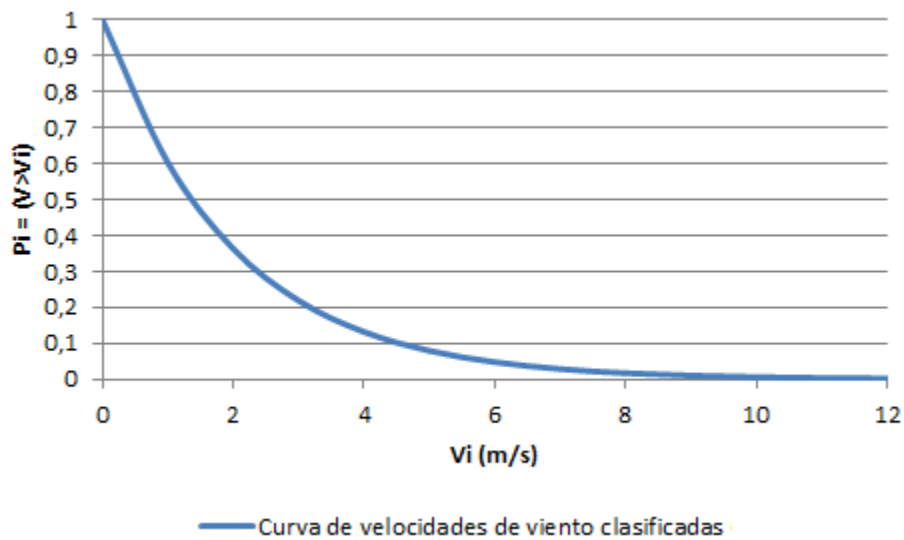
Donde “k” es el parámetro o factor de forma y “c” el de escala. Trasladando los resultados a un diagrama resultaría:



Del cual podemos establecer, a simple vista, el rango de valores de velocidad más frecuentes.

Llegados a este punto, podemos optar por dos alternativas, realizar un gráfico para mostrar las velocidades ordenadas según su frecuencia o pasar directamente a los parámetros constructivos.

El diagrama resultante de ordenar los datos sería:



Este gráfico viene definido por la expresión:

$$P(V > V_i) = e^{\left[-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k\right]}$$

Donde los términos de “k” y “c” son los parámetros de forma y escala de la distribución de Weibull.

Para diseñar el aerogenerador debemos determinar el diámetro o el radio de las palas del mismo. El diámetro lo podemos obtener a través de la fórmula:

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \overline{V^3}$$

Siendo “P” la potencia entregada por el aerogenerador, “S” la superficie ocupada por las palas y definidas como el área encerrada en un círculo, “ρ” la densidad del aire en unidades de kg/m³ y “V” la velocidad media del aire.

El inconveniente de esta fórmula radica en el hecho de que 1 de las 2 variables presentes es desconocida, la velocidad media, de ahí que tengamos que recurrir a otro conjunto de ecuaciones que se detallan a continuación para su obtención.

La velocidad viene determinada por la ecuación:

$$\overline{V^3} = \int_0^{\infty} V^3 \cdot p(V) dV = c^3 \cdot \gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

Si al término encerrado entre paréntesis lo denominamos “n”, podemos expresar la ecuación como:

$$\overline{V^3} = \int_0^{\infty} V^3 \cdot p(V) dV = c^3 \cdot \gamma(n)$$

Para poder precisar el valor de “ $\gamma(n)$ ” disponemos de dos métodos, mediante una fórmula:

$$\gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{n-1} dx$$

O la tabla:

n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$	n	$\gamma(n)$
1.00	1	1.25	0.90640248	1.5	0.88622693	1.75	0.91906263
1.01	0.994325851	1.26	0.90439712	1.51	0.88659168	1.76	0.92137488
1.02	0.988844203	1.27	0.90250306	1.52	0.88703878	1.77	0.92376313
1.03	0.983549951	1.28	0.90071848	1.53	0.88756763	1.78	0.92622731
1.04	0.978438201	1.29	0.89904159	1.54	0.88817766	1.79	0.92876749
1.05	0.973504266	1.30	0.8974707	1.55	0.88886835	1.8	0.93138377
1.06	0.968743649	1.31	0.89600418	1.56	0.8896392	1.81	0.93407625
1.07	0.964152042	1.32	0.89464046	1.57	0.89048975	1.82	0.93684508
1.08	0.959725311	1.33	0.89337805	1.58	0.89141955	1.83	0.9396904
1.09	0.955459488	1.34	0.89221551	1.59	0.89242621	1.84	0.94261235
1.10	0.95135077	1.35	0.89115144	1.6	0.89351535	1.85	0.94561113
1.11	0.947395504	1.36	0.89018453	1.61	0.89468061	1.86	0.94868704
1.12	0.943590186	1.37	0.88931351	1.62	0.89592367	1.87	0.95184013
1.13	0.93993145	1.38	0.88853715	1.63	0.89724423	1.88	0.95507085
1.14	0.936416066	1.39	0.88785429	1.64	0.89864203	1.89	0.95837931
1.15	0.933040931	1.40	0.88726382	1.65	0.90011682	1.9	0.96176583
1.16	0.929803067	1.41	0.88676465	1.66	0.90166837	1.91	0.96523073
1.17	0.9266809611	1.42	0.88635679	1.67	0.9032966	1.92	0.96877431
1.18	0.923727814	1.43	0.88603624	1.68	0.90500103	1.93	0.97239692
1.19	0.920985037	1.44	0.88580506	1.69	0.90678182	1.94	0.97609691
1.20	0.918463742	1.45	0.88566138	1.7	0.90863873	1.95	0.97988065
1.21	0.915575493	1.46	0.88560434	1.71	0.91057168	1.96	0.98374254
1.22	0.913105947	1.47	0.88563312	1.72	0.91258058	1.97	0.98768498
1.23	0.910754656	1.48	0.88574696	1.73	0.91466537	1.98	0.99170841
1.24	0.908521058	1.49	0.88594513	1.74	0.91682603	1.99	0.99581325

Es posible que a la hora de determinar “n” resulte un valor superior a los que aparecen en la tabla, lo que nos lleva a recurrir la expresión:

$$\gamma(1 + n) = n \cdot \gamma(n)$$

E incluso puede que sea necesario interpolar para conocer el valor exacto para cada caso.

En este punto ya estamos en disposición de calcular la potencia por unidad de superficie entregada por el aerogenerador.

Hecho esto, se establecería la distribución de potencias lo que nos pondría en disposición de estimar la producción mensual de un aerogenerador de las características que hayamos seleccionado.

9. PRESENTACION DE RESULTADOS.

9.1 Datos preliminares y tabla de resultados obtenidos:

9.1.1 Sistema de riego por goteo:

Se trata de implantar el riego por goteo en la parcela de la figura que se va a dedicar al cultivo del tomate. La anchura de la finca en la parte superior del dibujo es de 120 metros, y en la parte inferior, de 100 metros. El marco de plantación será 0'5 x 0'9 m. La evapotranspiración durante el período de cultivo es de 6'5 mm/día.

En la siguiente tabla se observan los períodos de siembra, cultivo y recogida del fruto, cabe señalar que, dependiendo de la variedad de tomate, dichos periodos pueden variar, de ahí que algunos aparezcan solapados.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem.
Siembra									
Trasplante									
Cosecha									

El suelo es de tipo arenoso, y en los análisis efectuados se ha determinado que C_E , humedad correspondiente a capacidad de campo, tiene un valor del 12%; C_M , la humedad correspondiente en el punto de marchitez, del 7% y una densidad aparente del terreno, d_a , de 1'45. La profundidad media de la masa radicular es de 1 metro.

La disposición de los goteros será en fajas con una tubería por línea de plantas y un gotero de 4 l/h a 15m. de presión de trabajo por planta, con lo que tendremos una separación entre laterales de goteo de 90 cm. y una separación de goteros a lo largo del lateral de 0'5 metros. Las pérdidas de presión en el cabezal: para el filtro de malla 3m.; 5m. para el filtro de arena y 3m. para el conjunto de válvulas y demás accesorios.

Tabla de resultados:

Parámetro de riego	Valor
Necesidades de cultivo	2'6 mm/día
Porcentaje de suelo mojado	53%
Dosis máxima de riego	3'14 mm.
Intervalo entre riegos	Un día
Tiempo de riego	0'35, tomamos media hora
Turnos de riego	16, podemos tomar cuatro turnos de riego o dos.
Grupo de impulsión necesario	14 CV para dos turnos de riego 7 CV para cuatro turnos de riego

9.1.2 Instalación solar fotovoltaica:

Tal y como se ha calculado en el apartado anterior, se precisa un grupo de impulsión de 14 CV para dos turnos de riego o de 7'5 CV para dos turnos de riego. No importa cuál de los dos sea puesto que, desde el punto de vista energético, es el mismo valor, solo va a ser tenido en cuenta a la hora de seleccionar o calcular la sección.

El proceso de cálculo se realizará partiendo de un grupo de 14 CV y luego en el apartado de secciones se especificara el valor de la sección para cada opción y se determinara el más económico.

La zona en la cual se va a implementar el sistema está situada en el municipio de Torre-Pacheco, tal y como se especifica en el apartado 3, situación y emplazamiento. Las características de la zona son excelentes para el sistema, ya que no se dispone de construcciones altas o terrenos con arbolado que arrojen grandes sombras, por lo que no se tendrán en cuenta las sombras producidas.

El período de diseño se corresponde con la franja amarilla del gráfico del punto anterior, es decir, del trimestre Abril – Junio, siendo el mes de Abril el más desfavorable en cuanto a insolación y por lo tanto el mes fijado para el diseño del sistema fotovoltaico. El ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos es 34°.

En cuanto a los cálculos mecánicos hay que hacer una precisión respecto a cuales son las fuerzas que se consideran capaces de producir momentos desestabilizantes y cuales estabilizantes.

Evidentemente, lo que consideramos como factor desestabilizante es la acción del viento sobre la estructura de los paneles solares. Los momentos estabilizantes son la suma de los pesos debidos al conjunto de baterías y demás elementos en el interior del remolque, el peso de los paneles solares y el peso del propio remolque.

Tabla de resultados:

Parámetro/Coeficiente de cálculo	Valor
Potencia del grupo (CV)	14
P (kW)	10296.98
Número de horas de funcionamiento	2
Consumo energético diario (Wh)	20600
Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador	0.1
Coeficiente de descargas varias	0.1
Coeficiente de autodescarga diario	0.005
Número de días de autonomía de la instalación	10
Profundidad de descarga de la batería	0.8
Coeficiente de pérdidas en el convertidor	0.1

Consumo energético real (Wh)	15695'24
Capacidad del banco de baterías (Ah)	163543'167
Horas de pico solar (HPS)	4'778
Numero de paneles fotovoltaicos	8
Sección campo generador – regulador (mm²)	1'97
Sección regulador – banco de baterías (mm²)	26'68
Sección entre inversor y bomba (mm²) para el caso de bomba de 14 CV	16
Sección entre inversor y bomba (mm²) para el caso de bomba de 7 CV	6
Fusible PV – regulador (A)	7'98
Fusible regulador – banco de baterías (A)	87'78
Fusible entre baterías e inversor (A)	447'04
Presión dinámica del viento (kN/m²)	0'45
Coefficiente de exposición	1'929
Coefficiente eólico o de presión exterior	-1'5
Acciones del viento sobre los módulos fotovoltaicos (kN/m²)	-1'30

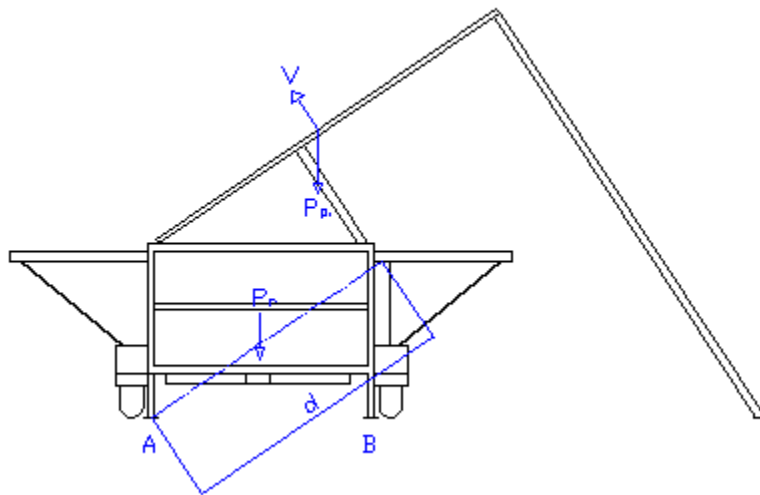
Teniendo en cuenta los resultados anteriores, contamos con una potencia instalada de 2240 W, una capacidad del banco de acumuladores de 16400 Ah a una tensión de 24 V, una inclinación de los paneles de 34 grados, y un consumo diario medio de 10300 W. Utilizando la aplicación de PVGIS, podemos definir la tabla siguiente donde se estima la producción del sistema fotovoltaico.

Mes	Producción de energía diaria media (W·h)
Enero	5980
Febrero	7290
Marzo	8650
Abril	9260
Mayo	10100
Junio	10700
Julio	11100
Agosto	10600
Septiembre	9200
Octubre	8230
Noviembre	6800
Diciembre	5400

El mes más desfavorable corresponde al mes de Abril, tal y como se muestra en la tabla, aun así, la producción media esperada del sistema en dicho mes asciende a 277 kW·h, que es un 66 % de la energía consumida en ese mes.

Partiendo de los valores determinados para los coeficientes relativos a los cálculos mecánicos, estamos en disposición de evaluar el comportamiento de la estructura.

Según se especificó en el apartado 8.7.3.4, el sumatorio de los momentos desestabilizantes ha de ser menor que el de los momentos estabilizantes, por lo que, teniendo en cuenta la definición de momento y el gráfico siguiente donde se puede observar la disposición de fuerzas que actúan sobre el sistema:



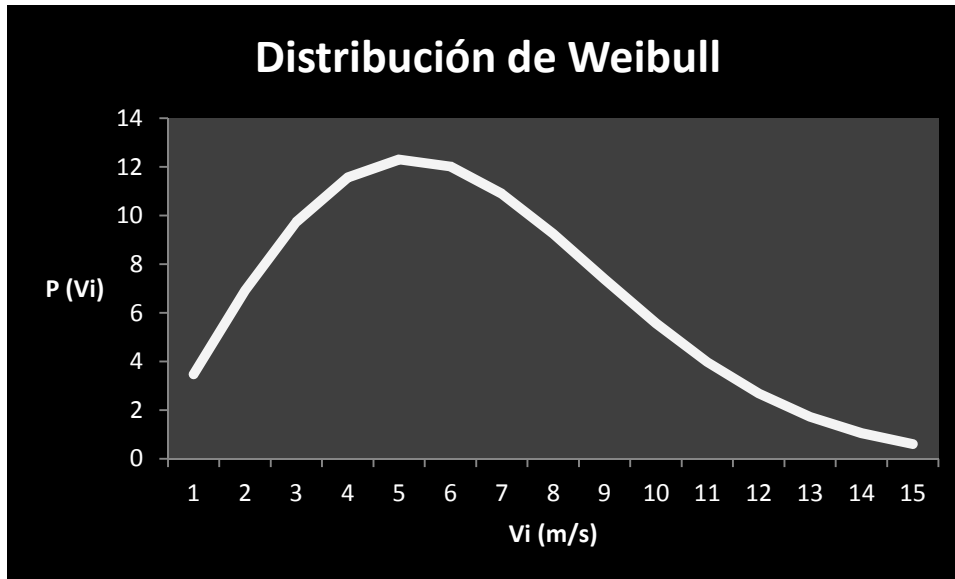
El valor de “ $M_{desestabilizantes}$ ” es de 85’34 kN/m; y el total de “ $M_{estabilizantes}$ ” es de 132’45 kN/m. El valor de este último es evidentemente mucho mayor que el primero, lo que nos lleva a la conclusión que, independientemente de la acción del viento, el sistema es inalterable.

9.1.3 Selección del aerogenerador:

En este apartado se va a determinar cuál es el aerogenerador más viable para apoyar la instalación fotovoltaica durante el mes de peor insolación que como ya se ha comentado anteriormente corresponde al mes de Abril.

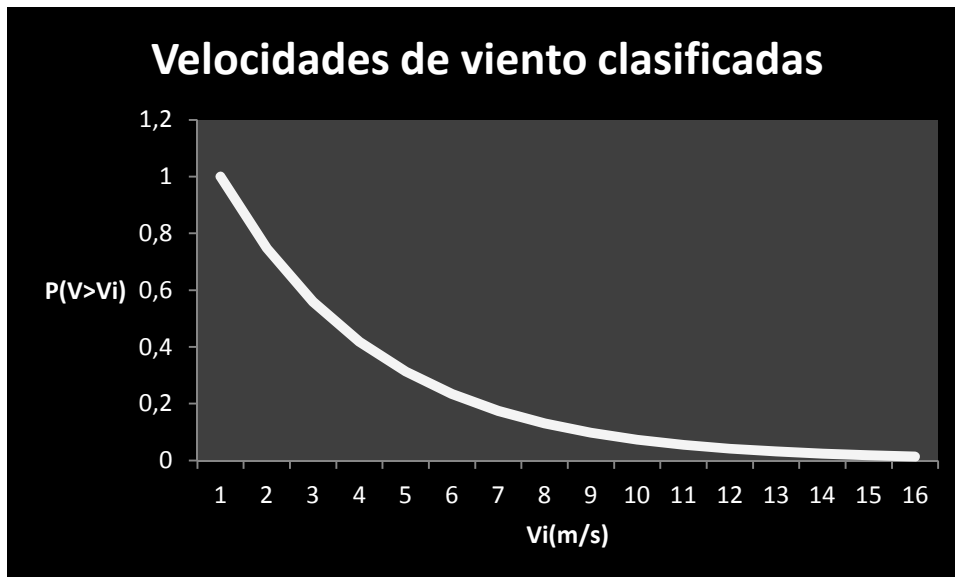
Anteriormente se ha dicho que el primer paso es conocer la distribución de los vientos según su orientación, pero de hecho este paso es para cuando los generadores no disponen de un dispositivo de orientación, en nuestro caso no es así, por lo que podemos prescindir de dicho gráfico.

Así pues, el primer paso es hacer uso de la distribución de Weibull. Partiendo de la ecuación propia y gracias al mencionado atlas eólico del IDAE, obtenemos el siguiente gráfico, donde la velocidad media alcanza un valor de 6’23 m/s, el parámetro de forma “ k ” vale 2’073 y el factor de escala “ C ” es 7’13, señalar que el valor de la probabilidad está expresado de forma porcentual.



El siguiente paso es ordenar las velocidades de viento de alguna manera que nos permita establecer la probabilidad de que se dé una velocidad determinada y relacionarlo con el conjunto de valores utilizados para calcular la distribución de Weibull.

A tal fin tendremos en cuenta la ecuación mencionada en la explicación de este apartado y que arroja el siguiente diagrama:



En este punto es cuando aparece la apreciación de la que se hablaba durante la descripción del proceso de selección. Nuestro cambio es que pretendemos saber si un

modelo de aerogenerador determinado cumpliría con las exigencias de potencia de nuestro sistema eólico - fotovoltaico.

El objetivo es utilizar un generador eólico Bornay 1500 cuyo diámetro de palas tiene un valor de 2'86 metros. Dicho esto, y tomando las ecuaciones del apartado de selección e incluyendo la tabla que relaciona “ n ” y “ γ ”, obtenemos un valor de potencia por unidad de superficie de 278'77 W/m².

Teniendo en cuenta este valor calculamos para la potencia máxima del aerogenerador, 1500 W, el diámetro necesario, y resulta un diámetro de 2'61 metros. Como se ha dicho antes el generador tiene un diámetro de 2'86 m que es superior al obtenido, por lo tanto resultaría válido.

Hecho esto, podemos definir una tabla como la siguiente:

V (m/s)	F (%)	Pi (W)	h _i (horas)	Producción (W·h)
0 – 2	10,3917203	75	34'29	2571'75
2 – 4	21,2898587	250	70'25	17562'5
4 – 6	24,3097217	400	80'22	32088
6 – 8	20,1293932	650	66'42	43173
8 – 10	12,9479454	925	42'72	39516
10 – 12	6,64939019	1300	21'94	28522
Mayor de 12	3,36591119	1500	11'10	16650

De la cual se puede esperar que la energía producida estimada del aerogenerador alcance un valor de 180083'25 Wh, o lo que es lo mismo, 180'08 kWh. Teniendo en cuenta que las previsiones de potencia fijan el consumo real en torno a 417 kWh, el generador eólico, por sí solo, es capaz de suministrar el 38 % de la energía necesaria para satisfacer la demanda.

CAPITULO III: PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS

En este capítulo se va a proceder a la definición de los elementos comerciales que componen este proyecto y se ajustan a los valores obtenidos del diseño, así como todos los elementos de protección y regulación necesarios para el correcto funcionamiento del sistema desarrollado.

También se incluirán las normativas que afectan al diseño tanto del sistema fotovoltaico como del generador eólico.

10. Legislación aplicable:

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como sus instrucciones complementarias.
- Orden del 6 de Julio de 1984 (BOE del 1 de Agosto de 1984), por el que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Orden de 18 de Octubre de 1984 (BOE de 25 de Octubre de 1984), complementaria a la anterior.
- Real Decreto 1955 / 2000, de 1 de diciembre, por el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (Modificada por el R.D. 1699/2011).
- Orden de 5 de septiembre de 1985 para la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 436/2004, de 27 de marzo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Corrección de errores del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (BOE 26/7/07)

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Corrección de errores del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Pliego de condiciones técnicas del Instituto para el Desarrollo y el Ahorro Energético, IDAE, para instalaciones aisladas de la red.
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales. Y las modificaciones que sobre ésta ha producido las leyes 50/1998, 54/2003 y el Real Decreto Legislativo 5/2000.
- Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.
- Ley 4/2009, de 14 de Mayo, de Protección Ambiental Integrada de la Región de Murcia.
- Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.

Además, se aplicarán las normas UNE y las recomendaciones UNESA

11. Módulos fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos que se ajustan al diseño se corresponden al modelo ET – P672280. Características:

- Potencia de pico: 280 W.
- Tipo de célula: Silicio policristalino.
- Voltaje a la máxima potencia: 36'72 V
- Intensidad a la máxima potencia: 7'63 A.
- Intensidad de cortocircuito: 7'98 A.

La orientación de los módulos será hacia el Sur, con una inclinación de 34° sobre la horizontal, para asegurar la irradiación óptima. Se conectarán en serie para asegurar un nivel de corriente cercano al de la nominal y que el valor de tensión no supere los 480 V.

Para que un módulo sea susceptible de implementarse, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo, que son los referidos anteriormente.

12. Estructura soporte:

Todos los elementos que componen el sistema, desde los paneles solares a los reguladores, pasando por los acumuladores, se dispondrán en un remolque de medidas y tarado suficientes que permita un traslado de forma segura.

Las medidas y tara son las que se especifican a continuación:

- Largo de caja: 4500 mm.
- Ancho de caja: 2150 mm.
- Alto de caja total: 1300 mm.

Observando los planos adjuntos, se aprecia que tanto los laterales, como la parte trasera son abatibles con el fin de permitir a los operarios acceder al interior en caso necesario.

El remolque está dotado con anclajes retráctiles con objeto de conferir una mayor estabilidad al sistema frente a acciones exteriores como pueden ser los fuertes vientos que se dan durante el periodo de diseño.

Además de esto, el remolque dispone también de un depósito, un cajón para herramientas en el que se pueden colocar las herramientas y elementos necesarios para el montaje, desmontaje y sustitución de elementos estropeados.

El transporte del equipo deberá hacerse con los paneles fotovoltaicos plegados tal y como se indica en los planos aportados, y con el aerogenerador desmontado, así como a

una velocidad suficiente que permita un traslado lo más rápido posible y con el objetivo de no dañar o perjudicar algún componente.

13. Acumuladores:

En base a los resultados, es preciso un banco de baterías de 16400 Ah de capacidad. Para tal fin se ha seleccionado el modelo de batería Exide Solar Classic OPzS 3350. Las características eléctricas y físicas más relevantes son:

- Tensión de cada celda: 2V.
- Capacidad: 3350 Ah.
- Intensidad de cortocircuito: 14.600 A.
- Peso con ácido: 158 kg. (c/u)

Con el propósito de satisfacer la capacidad requerida, dispondremos las celdas de la siguiente manera (para más detalle consultar el plano número 5, en cuanto a dimensiones, plano 4): Un conjunto de 12 celdas conectadas en serie entre sí para aumentar la tensión del sistema a los 24 voltios previstos en el diseño. Para aumentar la capacidad se agruparán, en paralelo, 5 bancos de baterías con la configuración explicada antes.

Para asegurar que por efecto del movimiento del remolque los acumuladores no sufran daño alguno y por ende puedan perjudicar a alguno de los elementos del interior, estas se fijarán al suelo con tornillos con diámetro y paso (longitud) suficientes.

14. Regulador:

Debido a que el montaje se efectúa en el interior de un remolque, lo que nos limita el espacio disponible, se recomienda utilizar un inversor/cargador. El encargado de realizar las tareas de regulación e inversión hacia el consumo, será el Inversor/Cargador Victron Quattro 24/8000/200-100/100.

Este permite el funcionamiento gracias a la capacidad para trasegar un nivel de potencia adecuado para las necesidades del sistema:

Características de regulación o carga:

- Tensión de carga de absorción: 28'8 V.
- Tensión de carga de flotación: 27'6 V.

Como inversor:

- Rango de tensión de entrada: 19 – 33 V.
- Potencia continua de salida: 8000 W.
- Potencia máxima de salida: 16000 W.
- Rendimiento: 94 %.

Se colocara en la parte posterior junto con los demás elementos, fijado a la pared, para así poder tener un acceso fácil y cómodo para las tareas de mantenimiento y reparación.

Las secciones y protecciones se dimensionaran mediante los cálculos descritos en el proceso, pero se consultarán los manuales del inversor/cargador para ayudar a la instalación más eficiente.

15. Inversor:

Hay que tener en cuenta que la entrada de tensión al regulador se hace en corriente alterna por lo que se será preciso la instalación de un inversor de red.

A tal fin se hará uso del inversor de red BlueSolar, de la misma casa que el inversor/cargador, para asegurar un buen rendimiento entre ambos.

El inversor de red viene definido por:

- Potencia nominal de salida: 2800 W.
- Potencia máxima de salida: 3000 W.
- Potencia máxima de entrada: 3160 W.
- Corriente máxima de entrada: 13 A.
- Rango de tensión de entrada: 110 – 480 V.
- Rendimiento 96'4 %.

Al igual que el regulador, se instalará en la parte posterior del remolque.

16. Generador eólico:

Como ya se comentó en el apartado de selección del aerogenerador, el modelo utilizado para el equipo es el Bornay 1500

Se trata de un generador de eje horizontal, tipo bipala, con unas dimensiones: 2860 milímetros de diámetro de palas, lo que implica un tamaño de pala de 1460 mm.; una longitud desde el rotor al timón de 2040 mm.

La gráfica que determina el funcionamiento del aerogenerador en función de la velocidad del viento es:



Junto al aerogenerador, el fabricante suministra también un regulador de carga específico para pasar de corriente alterna trifásica, que es la producida por el generador, a niveles de continua que nos permitan su almacenaje. Su colocación tendrá lugar en la parte posterior del remolque junto con los demás equipos, y lo más cercano posible al mástil del aerogenerador

17. Cableado:

El cableado del sistema se hará teniendo en cuenta, en primer lugar, los resultados obtenidos por el procedimiento de diseño, y en segundo lugar, y más importante, las prescripciones dadas por el fabricante de los equipos, para lo cual se debe recurrir a los manuales de instalación de los mismos.

Toda la instalación se realizara con cables unipolares de cobre, RV - K 0'6/1 kV. de las secciones adecuadas para cada tramo (para más información consultar esquema unifilar.)

18. Protecciones y puesta a tierra:

Las protecciones presentes en la instalación serán

- Fusibles: integrados o no en los equipos. Aquellos fusibles que no estén integrados, como es el caso de los que protegen el banco de baterías y el generador fotovoltaico, se colocaran en un espacio reservado en el interior.
- Magnetotérmico y diferencial: Ambos elementos se instalaran en una caja con cubierta de plástico estanca en el exterior del remolque para que el propietario o los operarios puedan cortar el suministro hacia la carga cuando sea preciso hacerlo.
- Puesta a tierra: Los elementos que disponen de puesta a tierra serán son todos aquellos que están reflejados en el esquema unifilar, y conectados a tierra de la manera más eficiente y económica con la sección adecuada según la tabla aportada en la descripción del proceso.

CAPITULO IV: PRESUPUESTO

19.1 Presupuesto instalación:

En la siguiente tabla aparecen detallados los elementos principales de la instalación. Otros accesorios como pueden ser tornillería, canaletas, soportes, protección y demás, que se especifican en el Pliego de Condiciones, no aparecen reflejados puesto que su valor económico con respecto a los otros no es significativo, así como el coste de la mano de obra necesaria para su realización, por lo que habrá que tener en cuenta que el valor final del presupuesto puede oscilar en torno al 1 – 5 %.

Todos los elementos abajo detallados llevan incluido en el precio el IVA.

ELEMENTO	UNIDADES/ METROS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO (€)
Bateria Exide Classic OPzS Solar 3350.	60	908,86	54531,6
Inversor de red Victron Blue Solar.	1	1810	1810
Inversor/Cargador Victron Quattro.	1	4887,19	4887,19
Aerogenerador Bornay 1500 W 24 V.	1	4107,79	4107,79
Panel fotovoltaico ET - P672280.	8	190,62	1524'26
Remolque agrícola 2 ejes J - 9T.	1	8125,15	8125,15
Subtotal			74985'99
Gastos generales.	Varios	5%	3749'29
TOTAL (€)			78735'28

19.2 Estudio de viabilidad económica: Comparativa con la construcción de una línea de distribución de 20 kV, aérea y subterránea, y centro de transformación.

Como se ha dicho antes el valor del presupuesto puede incrementarse en una franja de entre un uno y un cinco por ciento, por lo que fijaremos el precio de la instalación en un valor final aproximado de 78735'28 €, que se comparara con el presupuesto de una línea aérea de media tensión, en adelante, L.A.M.T., junto con el centro de transformación y demás.

De forma breve, vamos a realizar la suposición de que el tramo aéreo de la línea salva una distancia de 2800 metros aproximadamente desde el punto de entronque más cercano, el tramo subterráneo que enlaza el tramo aéreo con el centro de transformación tiene una longitud de unos 50 metros, y el centro de transformación tiene una previsión de potencia suficiente para posibles ampliaciones futuras. Obviamente estaríamos hablando de la instalación en el mismo punto que la unidad eólico – fotovoltaica. El coste aproximado que supondría la realización de dicho proyecto, sería el siguiente:

DESCRIPCION	COSTE (€)
Línea aérea de media tensión y entronque aéreo – subterráneo.	52290
Línea subterránea de media tensión.	11620
Centro de transformación.	35757
Subtotal material.	99667
Gastos generales derivados.	13953'38
Beneficio industrial.	5980'02
Parcial	119600'4
Impuesto sobre el valor añadido (IVA)	25116'1
TOTAL PROYECTO	144716'5

CONCLUSIÓN:

Es preciso señalar que al tratarse de una instalación portátil, la principal ventaja que presenta es la de ser susceptible de cambiar de emplazamiento para dar servicio en otra parte de la finca en caso necesario, como una caseta de aperos, una vivienda de uso limitado, o incluso otro sistema de impulsión dentro de los márgenes de potencia previstos y que este situado dentro de los límites de una finca de dimensiones mucho mayores y que englobe a la descrita en el presente proyecto.

El mayor inconveniente que presenta una instalación de una línea aérea de media tensión es la limitación de movilidad, ya que en caso de ser preciso dotar de energía eléctrica en otro punto cercano habría que realizar el proyecto de una red de distribución en baja tensión, aérea o subterránea, lo que implica un aumento de la inversión a realizar, ya de por sí alto.

Comparando el gasto realizado en el sistema eólico – fotovoltaico con un proyecto básico de línea de media tensión, este es claramente inferior, prácticamente la mitad, con lo cual desde el punto de vista económico es viable la implementación del sistema objeto de este proyecto.

De forma más detallada, la inversión del sistema fotovoltaico es del orden de 78735.28 €, la diferencia con la L.A.M.T. tiene un valor de 64898'35 €, con lo que el primer año quedan por amortizar 13836,93 €. Si se prevé un ahorro energético de 5288'09 kWh anuales, que en términos económicos supone 733'23 €, la inversión inicial estaría amortizada en 20 años, quedándole al sistema una vida útil de 5 a 6 años.

También cabe destacar que dicha comparación económica está realizada en base a la construcción de una línea de pequeñas proporciones, por lo que en caso de ser preciso una línea mucho mayor queda completamente justificada la viabilidad de este proyecto.

Y sin tener en cuenta subvenciones de ningún tipo que a largo plazo puedan repercutir positivamente en la inversión realizada reduciendo el importe de amortización.

BIBLIOGRAFÍA:

“Instalaciones Eléctricas.” *Ed. Siemens.*

Documentación Técnica de la aparamenta a utilizar.

“Manual del usuario de instalaciones fotovoltaicas.” *Ed. Progensa.*

“La Energía Solar, Aplicaciones Prácticas.” *Ed. Consolar. www.censolar.es*

PAREJA APARICIO, M. “Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada.” *Marcombo. 2009.*

RODRÍGUEZ AMENEDO, J.L., BURGOS DÍAZ, J.C., ARNALTE GÓMEZ, S. “Sistema eólico de producción de energía eléctrica.” *Madrid. Editorial Rueda. 2003.*

ALONSOS ABELLA, M. “Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de energía solar fotovoltaica.” *Era Solar. 2005.*

BOSWELL, M.J. “Manual de diseño y manejo de sistemas de microirrigación”. *Ed. James Hardie Irrigation.*

DEL AMOR, F., SANCHEZ, J.M. “Instalaciones de riego localizado en España”. *Plasticultura nº 82.*

CONESA, V. “Riegos a presión media y alta frecuencia”. *Ed. Prensa XXI.*

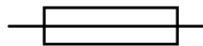
GLOSARIO DE TÉRMINOS

- Irradiancia: *Es la potencia de la radiación solar por unidad de superficie, su unidad es $[W/m^2]$*
- Irradiación: *Energía que incide por unidad de superficie en un tiempo. Irradiación = Irradiancia · tiempo; por lo tanto sus unidades serán $[J/m^2]$ ó $[kW\cdot h]$ donde $1kW\cdot h$ equivale a 3.6 MJ.*
- Irradiancia espectral: *Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda $[W/m^2\cdot\mu m]$*
- Irradiancia directa: *Es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, su unidad de medida es $[W/m^2]$.*
- Irradiancia difusa: *Es la radiación procedente de toda bóveda celeste excepto la procedente del disco solar y cuya unidad de medida es $[W/m^2]$.*
- Irradiancia reflejada: *Es la radiación reflejada por el suelo (albedo), se mide en $[W/m^2]$.*
- Irradiancia global: *Se puede entender que es la suma de la irradiancia directa, difusa y reflejada. Es el total de la radiación que llega a un lugar en $[W/m^2]$.*
- Irradiancia circunsolar: *Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en $[W/m^2]$.*
- Radiación extraterrestre: *Es la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre $[W/m^2]$. Sólo varía con la distancia entre la tierra y el Sol.*
- Célula solar o fotovoltaica: *Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.*
- Célula de tecnología equivalente (CTE): *Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.*
- Módulo fotovoltaico: *Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.*
- Rama fotovoltaica: *Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.*
- Generador fotovoltaico: *Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.*
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): *Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos, y definidas del modo siguiente:*
 - Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G

- *Incidencia normal*
- *Temperatura de célula: 25 °C*
- *Potencia máxima del generador (potencia pico): Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.*
- *TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.*
- *Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.*
- *Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.*
- *Autodescarga: Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.*
- *Capacidad nominal (C₂₀(Ah)): Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: C₁₀₀/C₂₀ • 1,25, C₄₀/C₂₀ • 1,14, C₂₀/C₁₀ • 1,17.*
- *Capacidad útil: Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida.*
- *Estado de carga: Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.*
- *Profundidad de descarga (PD): Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.*
- *Régimen de carga (o descarga): Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas (C₂₀ = 100 Ah) y la corriente se expresa como I₂₀ = 5 A.*
- *Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.*
- *Regulador de carga: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.*

- Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: *Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.*
- Voltaje final de carga: *Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.*
- Inversor: *Convertidor de corriente continua en corriente alterna.*
- V_{RMS} : *Valor eficaz de la tensión alterna de salida.*
- Potencia nominal: *Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.*
- Capacidad de sobrecarga: *Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.*
- Rendimiento del inversor: *Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.*
- Factor de potencia: *Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.*
- Nivel dinámico del agua: *Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la extracción.*
- Nivel estático del agua: *Se corresponde con la distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.*

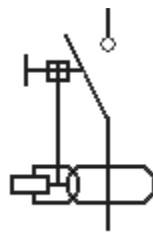
Fusible: *Dispositivo constituido por un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda, por Efecto Joule, cuando la intensidad de corriente supere, por un cortocircuito o un exceso de carga, un determinado valor que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos. La representación de un fusible para el esquema unifilar es la siguiente:*



Magnetotérmico: *O llave térmica, es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga, protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos. Representación:*



Interruptor diferencial: *Es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna, con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores activos y tierra o masa de los aparatos. Actúa conjuntamente con el conductor de protección de toma de tierra que debe llegar a cada enchufe o elemento metálico de iluminación, pues así desconectará el circuito en cuanto exista cualquier derivación. Simbología:*



Efecto Joule: *Fenómeno irreversible por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.*

Efecto magnético: *Tiene lugar cuando alrededor de los conductores que transportan las corrientes eléctricas se producen campos magnéticos. Así, cuando se acerca una aguja magnética a un conductor que transporta corriente, se observa que la aguja se desvía bruscamente de su posición.*

Sensibilidad: *Diferencia de intensidad que determina el disparo del interruptor diferencial. Los valores de sensibilidad están normalizados:*

- Alta: 30 miliamperios (mA)
- Media: 300 mA.
- Baja: 500 mA.

A valores de intensidad inferiores a 500 mA el diferencial no actúa.

Puesta a tierra: *Es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos en el suelo.*

Momento: *En mecánica newtoniana, se denomina momento de una fuerza (respecto a un punto dado) a una magnitud vectorial, obtenida como producto vectorial del vector de posición del punto de aplicación de la fuerza (con respecto al punto al cual se toma*

el momento) por el vector fuerza, en ese orden. También se denomina momento dinámico o sencillamente momento.

Momento estabilizante: *Conjunto de fuerzas que tienden a mantener una estructura en reposo.*

Momento desestabilizante: *O momento de vuelco, es el conjunto de fuerzas que tienden a desplazar una estructura de su punto de reposo.*

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS



Photovoltaics is our passion

ET MODULE

ET-P672280	280Wp	ET-P672255	255Wp
ET-P672275	275Wp	ET-P672250	250Wp
ET-P672270	270Wp	ET-P672245	245Wp
ET-P672265	265Wp	ET-P672240	240Wp
ET-P672260	260Wp		

EFFICIENCY

- Low voltage-temperature coefficient allows higher power output at high-temperature condition
- High efficient, high reliable solar cells ensure our product output stability

MATERIALS

- Advanced EVA encapsulation system with triple-layer back sheet meets the most stringent safety requirements for high-voltage operation
- The sturdy, anodized aluminum frame allows the modules to be mounted on a variety of standard racking systems and to withstand harshest conditions
- Ultra reliable bypass diodes prevent damage through overheating due to shaded or defective cells
- Innovative, environmentally friendly packing method using pile-edges ensures modules arrive in perfect condition
- New frame design incorporating hexagonal shaped drainage holes, with more grounding holes, provide flexible installation and use

BENEFITS

- Manufactured in an ISO 9001:2000 certified plant
- High efficiency, high safety, high reliability
- Output power tolerance of +/-3%
- 25-year limited warranty on power output, 5-year limited warranty on materials and workmanship



IEC 61215 Ed.2
IEC 61730
UL 1703



ET SOLAR GROUP www.etsolar.com

ET Solar China

24F, A2 World Trade Center Mansion,
67 Shanxi RD, Nanjing 210009, China
Tel: +86 25 8689 8096 Fax: +86 25 8689 8097
Email: sales@etsolar.com

ET Solar USA

4900 Hopyard Road, Suite 290,
Pleasanton, CA 94588, USA
Tel: +1 925 460 9898 Fax: +1 925 460 9929
Email: sales@etsolar.us

ET Solar Europe

ET Solar GmbH, Munich City Tower,
Landsbergerstr. 110 / 9 Fl. D-80339 Munich, Germany
Tel: +49 89 309040 263 Fax: +49 89 309040 466
Email: sales@etsolar.de
(Italy Office) Tel: +39 392 2340606 Email: sales@etsolar.it

ET Module

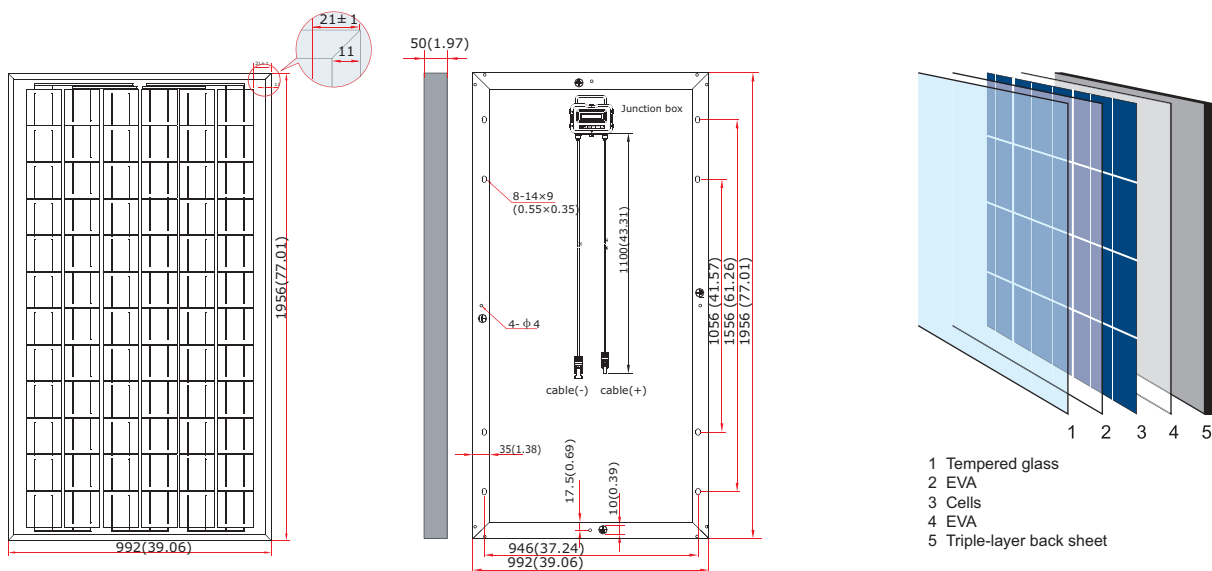
ET-P672280 ET-P672275 ET-P672270 ET-P672265 ET-P672260
 ET-P672255 ET-P672250 ET-P672245 ET-P672240

SPECIFICATIONS

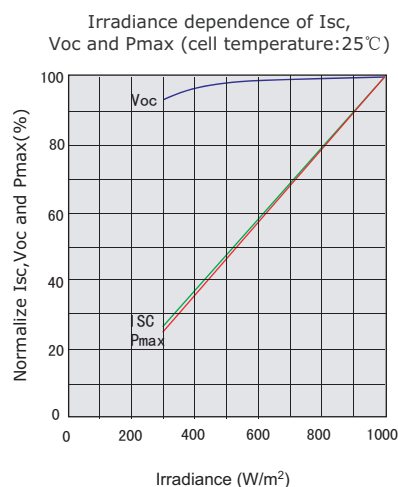
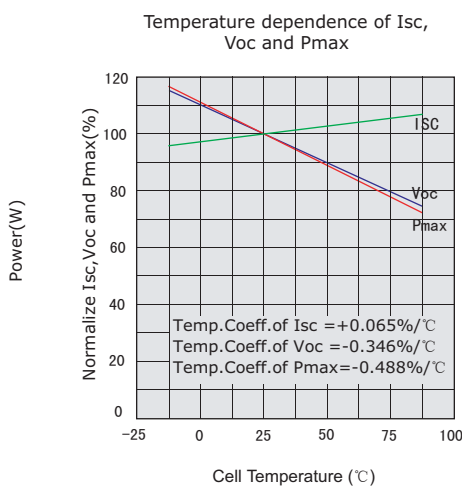
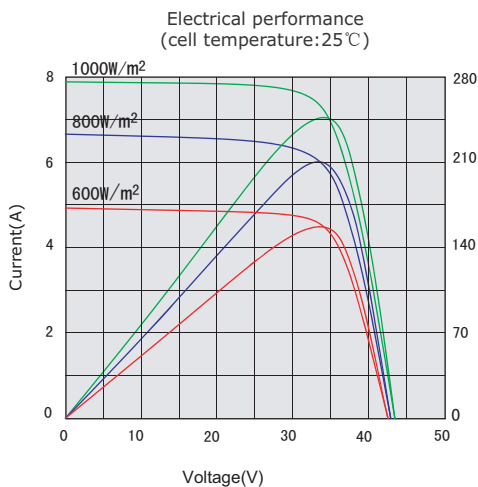
Model type	ET-P672280	ET-P672275	ET-P672270	ET-P672265	ET-P672260	ET-P672255	ET-P672250	ET-P672245	ET-P672240
Peak power (Pmax)	280W	275W	270W	265W	260W	255W	250W	245W	240W
Cell type	PolyCrystalline Silicon, 156mm x 156mm								
Number of cells	72 cells in series								
Weight	23.0 kg (50.7 lbs)								
Dimensions	1956×992×50 mm (77×39.1×1.97 inch)								
Maximum power voltage (Vmp)	36.72V	36.72V	36.40V	36.40V	36.00V	35.20V	35.20V	34.95V	34.95V
Maximum power current (Imp)	7.63A	7.49A	7.42A	7.28A	7.23A	7.23A	7.12A	7.01A	6.88A
Open circuit voltage (Voc)	43.78V	43.78V	43.63V	43.63V	43.49V	43.88V	43.88V	43.85V	43.85V
Short circuit current (Isc)	7.98A	7.96A	7.90A	7.90A	7.79A	7.85A	7.81A	7.70A	7.63A
Maximum system voltage	DC 1000V								
Temp. Coeff. of Isc (TK Isc)	0.065 %/°C								
Temp. Coeff. of Voc (TK Voc)	-0.346 %/°C								
Temp. Coeff. of Pmax (TK Pmax)	-0.488 %/°C								
Normal Operating Cell Temperature	45.3±2°C								

Note: the specifications are obtained under the Standard Test Conditions (STCs): 1000 W/m² solar irradiance, 1.5 Air Mass, and cell temperature of 25 °C.

PHYSICAL CHARACTERISTICS Unit:mm (inch)

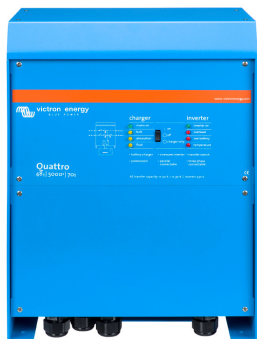


ELECTRICAL CHARACTERISTICS



Inversor/cargador Quattro

Compatible con baterías de Litio-Ion
3kVA - 10kVA



Quattro
48/5000/70-50/30



Quattro
24/3000/70-50/30

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantalán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 10 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Diez unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 90 kW/100 kVA y una capacidad de carga de 1400 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 10 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para proporcionar una potencia del inversor de 270 kW/300kVA y más de 4.000A de capacidad de carga.

PowerControl – En casos de potencia limitada del generador, del pantalán o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalán (16A por cada Quattro 5kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantalán

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

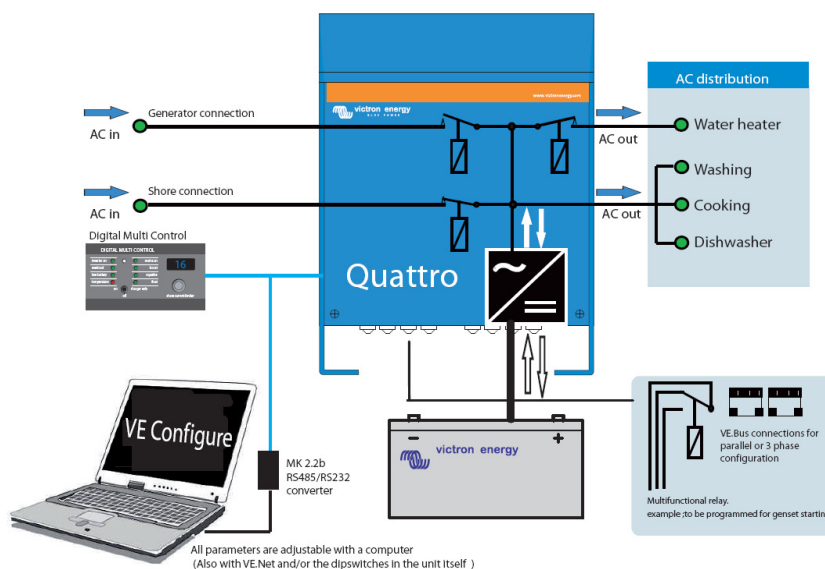
La configuración del sistema no puede ser más sencilla

Una vez instalado, el Quattro está listo para funcionar.

Si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un nuevo procedimiento de configuración del conmutador DIP. Con los conmutadores DIP se puede incluso programar el funcionamiento en paralelo y en trifásico: ¡sin necesidad de ordenador!

Además, también se puede utilizar un VE.Net en vez de los conmutadores DIP.

Y hay sofisticados programas disponibles (VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator) para configurar varias nuevas y avanzadas características.



Quattro	12/3000/120-50/30 24/3000/70-50/30	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí			
Conmutador de transferencia integrado	Sí			
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz	Factor de potencia: 1
Corriente máxima (A)	50 / 30	2x100	2x100	2x100
INVERSOR				
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17V		19 – 33V	38 – 66V
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%		Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%	
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2500	4500	7000	9000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	4000	6300	8000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96
Consumo en vacío (W)	15 / 15	25 / 25 / 25	30 / 35	35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	10 / 10	20 / 20 / 20	25 / 30	30
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	4 / 5	5 / 5 / 6	8 / 10	10
CARGADOR				
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2
Modo de "almacenamiento" (V CC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8
Corriente de carga batería casa (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 (sólo modelos de 12 y 24V)			
Sensor de temperatura de la batería	Sí			
GENERAL				
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50
Relé programable (6)	1x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g			
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema			
Puerto com. de uso general (7)	1x	2x	2x	2x
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%			
CARCASA				
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21	
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)			
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45/41	45
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280
NORMATIVAS				
Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29			
Emisiones / Inmunidad	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1			
Directiva de automoción	2004/104/EC			
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita				
2) Claves de protección:	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1			
a) cortocircuito de salida	4) a 25 °C de temperatura ambiente			
b) sobrecarga	5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible			
c) tensión de la batería demasiado alta	6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador			
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CA: 230V/4A			
e) temperatura demasiado alta	Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC			
f) 230 V CA en la salida del inversor	7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Litio-Ion			
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				



Panel Multi Control Digital

Una solución práctica y de bajo coste de seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de Power Control y Power Assist.



Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net. Representación gráfica de corrientes y tensiones.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:

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

Monitor de baterías BMV

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

Inversor de red BlueSolar

Inversor de red BlueSolar	1500	2000	2800
SALIDA RED ELÉCTRICA (CA)			
Potencia nominal de salida	1500W	2000W	2800W
Potencia máxima de salida	1650W	2200W	3000W
Corriente nominal de salida	6,52A	8,7A	12A
Corriente máxima de salida	7,2A	9,5A	13A
Amperaje máximo del fusible	16A	16A	16A
Distorsión armónica de la corriente de salida	<3% a la potencia nominal		<5% al 50% de la potencia
Tensión nominal de salida CA	220V - 230V - 240V		
Factor de potencia	>0,99% a la potencia nominal		
Rango de tensión CA de trabajo	190-260V		
Frecuencia CA nominal	50Hz		
Rango de frecuencia CA de trabajo	45,5-54,5Hz		
Consumo interno nocturno	<0,1W		
A prueba de cortocircuitos	Sí		
ENTRADA SOLAR (DC)			
Tensión máxima de entrada	450V	500V	500V
Rango de tensión de entrada MPPT	110-430V	110-480V	110-480V
Corriente máxima de entrada	9A	10A	13A
Potencia máxima de entrada	1750W	2280W	3160W
Cantidad de captadores MPPT	1	1	1
Cantidad de conjuntos	1	1	2
Potencia de arranque	7W	7W	7W
Seguimiento de fallos de pérdida a tierra	RCMU (unidad de control de corriente residual)		
Protección contra polaridad inversa	Sí, con diodo en cortocircuito		
EFICACIA			
Eficacia máxima	95,5%	96,4%	96,4%
Estándar de eficacia europeo	94,5%	95,4%	95,5%
GENERAL			
Topología	Sin transformador		
Puerto de comunicaciones	RS232		
Temperatura de trabajo	-20°C a 60°C (límite de potencia automático en caso de sobrecalentamiento interno)		
Temperatura de trabajo a la potencia nominal	-20°C a 55°C		
Temperatura de almacenamiento	-20°C a 70°C		
Altura máxima de trabajo	2000 m (5% de reducción a 4000 m)		
Método de refrigeración	Convección natural		
Humedad relativa	Máx. 95%		
CARCASA			
Tipo de protección	IP54		
Conectores CC	MC4 (Multi Contact 4mm)		
Peso (kg)	14,8 kg	14,8 kg	14,8 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	376x415x125	376x415x125	376x415x125
NORMATIVAS			
Seguridad	EN 50178		
Emisión EMC	EN 61000-6-3		
Inmunidad EMC	EN 61000-6-2		
Armónicos y fluctuaciones EMC	EN 61000-3-2, EN 61000-3-3		
Desconexión automática de la red eléctrica	VDE 0126-1-1 (2006)		



BlueSolar Grid inverter 2000W 230V



Baterias Industriales – Estacionarias Classic Solar

Un potente almacenamiento de energía
para sistemas fotovoltaicos

Especificaciones

Almacenamiento de energía optimizando costes

Las baterías Classic EnerSol son del tipo abierto y su robusto diseño las hace especialmente adecuadas para el uso en aplicaciones de consumo y tiempo libre (SHS). Desarrolladas principalmente para sistemas fotovoltaicos, la gama Enersol representa:

- Una vida de diseño en aplicaciones cíclicas más larga en comparación con una batería de automoción estándar
- Mejor tensión de continua, gracias a cortas conexiones entre elementos.
- Excepcionales propiedades de anticorrosión debido al uso de placas de rejilla gruesa
- Separadores internos tipo manga de material microporoso de fibra de vidrio para conservar las características de la batería durante toda su vida
- Adaptadores de terminal opcionales



Datos y características técnicas

Tipo	Código	Tensión Nominal	Capacidad	Capacidad	Intensidad De carga	Long. (l)	Anchura (b/w)	Altura (h)	Peso Incl. Ácido	Peso De ácido*	Terminal	Posición De Terminales
			C ₁₀₀ 1.85 V/C 25°C Ah	C ₁₂₀ 1.85 V/C 25°C Ah								
EnerSol 50	NVCE120050WC0TA	12	52	53	0.44	207	175	190	13.6	3.5	Tipo A	1
EnerSol 65	NVCE120065WC0TA	12	65	66	0.55	246	175	190	17.1	4.6	Tipo A	1
EnerSol 80	NVCE120080WC0TA	12	78	80	0.66	278	175	190	20.4	5.6	Tipo A	1
EnerSol 100	NVCE120100WC0TA	12	97	99	0.82	353	175	190	25.2	6.8	Tipo A	1
EnerSol 130	NVCE120130WC0TA	12	130	132	1.10	348	175	290	35.2	10.0	Tipo A	2
EnerSol 175	NVCE120175WC0TA	12	175	179	1.49	513	223	223	46.5	12.2	Tipo A	2
EnerSol 250	NVCE120250WC0TA	12	250	256	2.13	518	276	242	63.0	18.6	Tipo A	2

*Densidad de ácido dN = 1,28 Kg/l

Los datos son también válidos para la versión cargada en seco.

Cambie "W" (Wet) por "D" (Dry) en el código. P.ej.:

Llenada y cargada NVCE120050 **W** C0TA

Cargada en seco NVCE120050 **D** C0TA

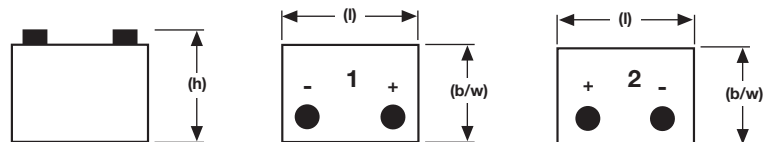
Terminal y par de apriete

No use apriete para el adaptador



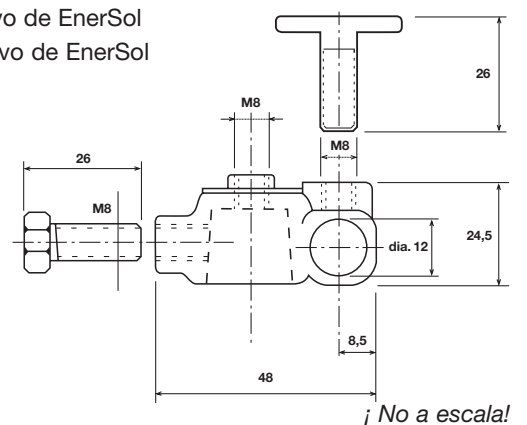
8 Nm

Esquemas, con posición de los terminales



Accesorios

Adaptador positivo de EnerSol
Adaptador negativo de EnerSol









Potentes y adecuadas para todas las aplicaciones

Las baterías Classic EnerSol T son elementos de bajo mantenimiento adecuados para el uso en sistemas solares industriales de tipo medio. Estas baterías de plomo-ácido con electrolito líquido son famosas por su seguridad y fiabilidad gracias a su alto rendimiento. Sus aplicaciones típicas son pequeños sistemas solares y eólicos y segundas viviendas (de vacaciones y fines de semana).

- Placas positivas tubulares
- Recipientes translúcidos para facilitar el relleno de electrolito
- Conexiones atornilladas para un mejor contacto y fiabilidad



 Placa Tubular	 Capacidad nominal 367 -1251 Ah	 Elementos de 2V
 1500 ciclos	 Bajo mantenimiento	 Reciclables

Datos y características técnicas

Tipo	Código	Tensión nominal	Capacidad C ₁₂₀	Longitud (l)	Anchura (b/w)	Altura* (h)	Longitud Instalada (B/L)	Peso Incluyendo Ácido	Peso De Ácido**	Resistencia Interna	Intensidad De Cortocircuito Según	Terminal	Nº Term./ Polo
		V	1.85 V/C 25°C Ah	Máx. mm	Máx. mm	Máx. mm	mm	Aprox. kg	Aprox. kg	mΩ	A		
EnerSol T 370	NVTS020370WC0FA	2	367	83	198.5	445	93	17.3	5.1	0.701	2900	F-M10	1
EnerSol T 460	NVTS020460WC0FA	2	459	101	198.5	445	111	21.0	6.3	0.561	3625	F-M10	1
EnerSol T 550	NVTS020550WC0FA	2	551	119	198.5	445	129	24.7	7.5	0.467	4350	F-M10	1
EnerSol T 650	NVTS020650WC0FA	2	648	119	198.5	508	129	29.5	8.6	0.450	4500	F-M10	1
EnerSol T 760	NVTS020760WC0FA	2	756	137	198.5	508	147	31.0	10.0	0.386	5250	F-M10	1
EnerSol T 880	NVTS020880WC0FA	2	876	137	198.5	556	147	38.0	11.0	0.438	4660	F-M10	1
EnerSol T 1000	NVTS021000WC0FA	2	1001	155	198.5	556	165	43.1	12.6	0.383	5325	F-M10	1
EnerSol T 1130	NVTS021130WC0FA	2	1126	173	198.5	556	183	47.7	14.1	0.341	5991	F-M10	1
EnerSol T 1250	NVTS021250WC0FA	2	1251	191	198.5	556	201	52.8	15.6	0.307	6657	F-M10	1

*La altura indicada en la tabla puede diferir dependiendo de los tapones usados.

**Densidad de ácido dN = 1.26 kg/l

Los datos son también válidos para la versión cargada en seco.

Cambie "W" (Wet) por "D" (Dry) en el código.

P.ej.:

Llenada y cargada NVTS020370 **W** C0FA

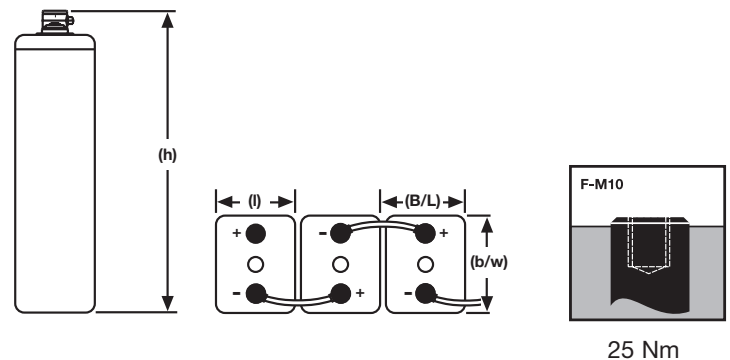
Cargada en seco NVTS020370 **D** C0FA

Capacidades en Ah (C₆ - C₂₄₀ at 25°C)

Tipo	C ₆	C ₁₀	C ₁₂	C ₂₄	C ₄₈	C ₇₂	C ₁₀₀	C ₁₂₀	C ₂₄₀
	1.75 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.80 V/C	1.85 V/C	1.85 V/C	1.85 V/C
EnerSol T 370	260	280	294	333	361	377	359	367	383
EnerSol T 460	327	350	367	416	437	472	444	452	478
EnerSol T 550	393	425	441	499	524	566	533	542	574
EnerSol T 650	492	527	552	625	656	709	647	668	719
EnerSol T 760	574	615	645	729	766	827	755	779	839
EnerSol T 880	654	714	742	840	854	953	869	897	966
EnerSol T 1000	755	809	848	960	1008	1089	993	1025	1104
EnerSol T 1130	850	910	954	1080	1134	1225	1117	1154	1242
EnerSol T 1250	944	1011	1060	1200	1260	1361	1241	1282	1380

Las capacidades están dadas a 25 °C después de 5 ciclos

Esquemas con posición de los terminales, terminal y par de apriete



¡ No a escala!

Almacenamiento de energía para aplicaciones energéticas excepcionales

La gama Classic OpzS Solar ha sido utilizada durante décadas en requerimientos de energía medios y grandes. Este acumulador de energía es una batería de plomo-ácido de bajo mantenimiento con electrolito líquido. Debido a su robustez, larga vida de diseño y alta fiabilidad, estas baterías son ideales para el uso en estaciones solares y eólicas, telecomunicaciones, compañías de distribución de energía, ferrocarriles y muchos otros suministros de energía de equipos de seguridad.



Placas tubulares



Capacidad nominal
70 - 4600 Ah



Monoblocs



Elementos de 2V



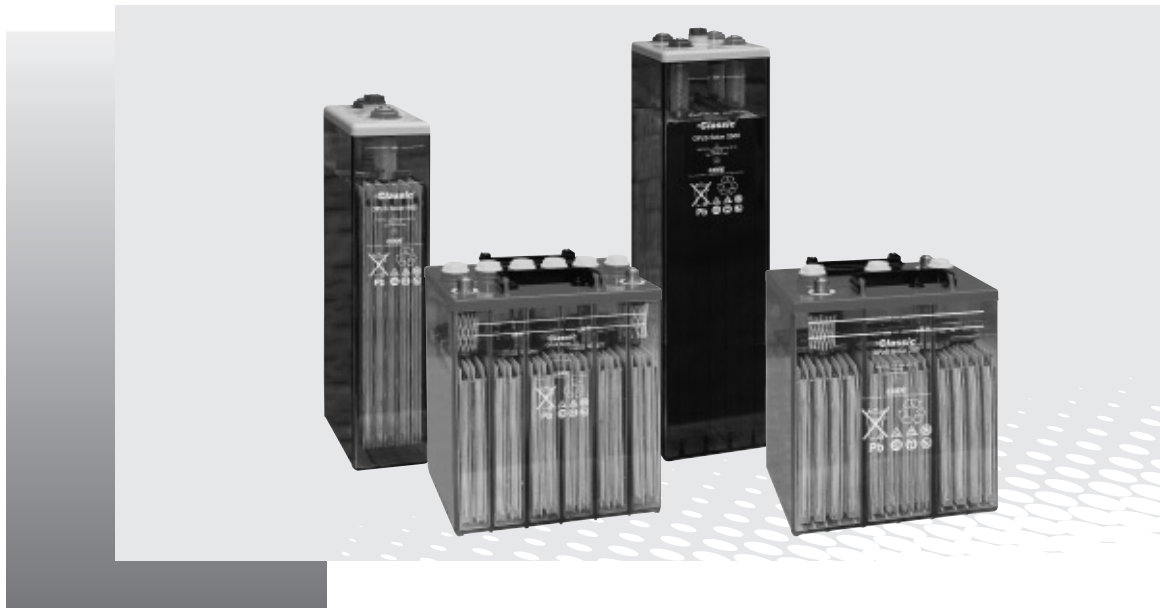
2000 ciclos según IEC 896-1



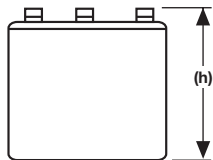
Bajo mantenimiento



Reciclables



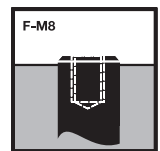
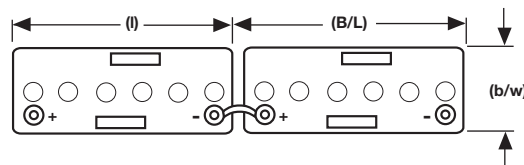
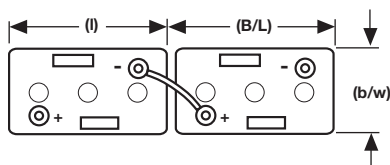
Esquemas con posición de los terminales, terminal y par de apriete



6 V block



12 V block



20 Nm

¡ No a escala!

Datos y características técnicas

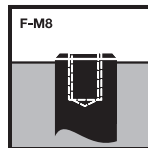
Tipo	Código	Tensión Nomi- nal V	Capacidad C ₁₂₀ 1.85 V/C 25°C Ah	Long. (l) Máx. mm	Anchu. (b/w) Máx. mm	Altura* (h) Máx. mm	Long. Ins- talada (B/L) mm	Peso incluyendo Ácido Aprox. kg	Peso De Ácido** Aprox. kg	Resis- tencia / Interna mΩ	Intensi. de Corto Circuito Según A	Terminal	Nº Term./ Polo	Capacidades en Ah (C ₆ -C ₂₄₀ at 25°C)								
														C ₆ 1.75 V/C	C ₁₀ 1.80 V/C	C ₁₂ 1.80 V/C	C ₂₄ 1.80 V/C	C ₄₈ 1.80 V/C	C ₇₂ 1.80 V/C	C ₁₀₀ 1.85 V/C	C ₁₂₀ 1.85 V/C	C ₂₄₀ 1.85 V/C
Monobloc																						
OPzS Solar 70	NVSL120070WC0FA	12	70	275	208	385	285	35	15	18.18	688	F-M8	1	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	83.2	82.7	92.9
OPzS Solar 140	NVSL120140WC0FA	12	140	275	208	385	285	45	14	9.26	1314	F-M8	1	95.4	103.0	108.2	118.7	141.6	137.8	144.0	139.9	162.3
OPzS Solar 210	NVSL120210WC0FA	12	210	383	208	385	393	64	19	6.46	1884	F-M8	1	131.4	154.5	150.7	167.0	187.5	196.2	204.5	208.3	234.1
OPzS Solar 280	NVSL060280WC0FA	6	280	275	208	385	285	41	13	2.68	2283	F-M8	1	203.4	206.0	229.3	250.8	296.2	289.2	301.8	294.0	338.3
OPzS Solar 350	NVSL060350WC0FA	6	350	383	208	385	393	56	20	2.39	2800	F-M8	1	245.5	257.5	284.0	311.5	374.2	361.2	377.5	364.1	424.5
OPzS Solar 420	NVSL060420WC0FA	6	420	383	208	385	393	63	20	1.96	3106	F-M8	1	284.3	309.0	322.9	354.6	420.8	410.8	429.4	417.7	482.9
Elemento																						
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FA	2	190	105	208	405	115	13.7	5.2	1.45	1400	F-M8	1	120	128	130	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FA	2	245	105	208	405	115	15.2	5.0	1.05	1950	F-M8	1	160	169	170	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FA	2	305	105	208	405	115	16.6	4.6	0.83	2450	F-M8	1	200	216	220	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FA	2	380	126	208	405	136	20.0	5.8	0.72	2850	F-M8	1	250	267	270	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FA	2	450	147	208	405	157	23.3	6.9	0.63	3250	F-M8	1	295	319	325	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FA	2	550	126	208	520	136	26.7	8.1	0.63	3250	F-M8	1	355	391	390	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FA	2	660	147	208	520	157	31.0	9.3	0.56	3650	F-M8	1	420	468	465	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FA	2	765	168	208	520	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1	490	545	545	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FA	2	985	147	208	695	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1	610	700	695	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FA	2	1080	147	208	695	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1	675	772	770	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FA	2	1320	215	193	695	225	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2	820	937	930	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FA	2	1410	215	193	695	225	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2	895	1009	1005	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FA	2	1650	215	235	695	225	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2	1025	1174	1170	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	215	277	695	225	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2	1230	1411	1405	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	215	277	845	225	108.0	33.7	0.24	8500	F-M8	2	1575	1751	1740	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	215	277	845	225	114.0	32.7	0.22	9300	F-M8	2	1670	1854	1845	2015	2215	2335	2445	2500	2600
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	815	225	151.0	50.0	0.16	12800	F-M8	3	2085	2317	2305	2520	2755	2910	3040	3100	3250
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	815	225	158.0	48.0	0.14	14600	F-M8	3	2275	2523	2510	2740	2985	3135	3280	3350	3520
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	815	225	184.0	60.0	0.12	17000	F-M8	4	2595	2884	2870	3135	3430	3615	3765	3850	4040
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	815	225	191.0	58.0	0.11	17800	F-M8	4	2785	3090	3075	3355	3650	3840	4000	4100	4300
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	815	225	217.0	71.0	0.11	18600	F-M8	4	3100	3450	3435	3765	4100	4300	4500	4600	4850

*La altura indicada en la tabla puede diferir dependiendo de los tapones usados.

**Densidad de ácido dN = 1.24 kg/l

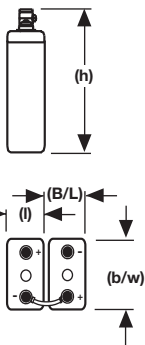
Los datos son también válidos para la versión cargada en seco.
Cambie "W" (Wet) por "D" (Dry) en el código.
Pej.:
Llenada y cargada NVSL120070 **W** C0FA
Cargada en seco NVSL120070 **D** C0FA

Esquemas con posición de los terminales, terminal y par de apriete.

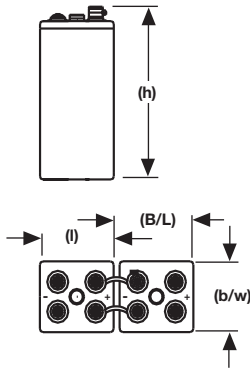


20 Nm

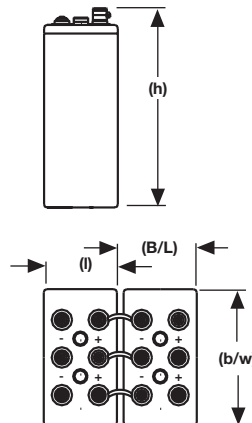
OPzS Solar 190 hasta OPzS Solar 1080



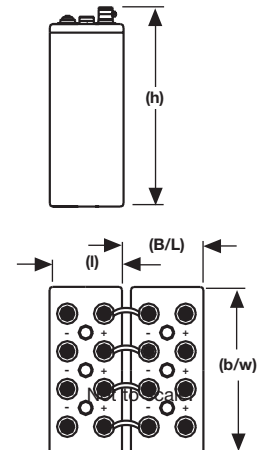
OPzS Solar 1320 hasta OPzS Solar 2500



OPzS Solar 3100 OPzS Solar 3350



OPzS Solar 3850 hasta OPzS Solar 4600



¡ No a escala!

Exide Technologies Industrial Energy

Líder del sector



Exide Technologies Industrial Energy es el líder global en soluciones de almacenamiento de energía eléctrica para todas las principales aplicaciones y necesidades de reserva de potencia. Entre las aplicaciones estacionarias se incluyen redes de telecomunicaciones/datos, sistemas UPS para ordenadores y sistemas de control, sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, así como un amplio rango de otras aplicaciones industriales de energía estacionaria. Con una fuerte base de fabricación tanto en Norte América como en Europa y un alcance realmente global (operaciones en más de 80 países) en ventas y servicios, Exide Technologies Industrial Energy está perfectamente posicionada para satisfacer sus necesidades de reserva de energía tanto localmente como en todo el mundo.

Basada en más de 100 años de innovación tecnológica, la División de Industrial Energy lidera la industria con las más reconocidas marcas globales tales como Absolyte, Sonnenschein, Marathon, Sprinter, y Classic, estando todas ellas, por calidad, fiabilidad, rendimiento y excelencia, a la cabeza de los mercados donde se comercializan.

Exide Technologies se enorgullece de su compromiso por mejorar el Medio Ambiente. Su programa de Gestión Total de la Batería, un enfoque integrado de la fabricación, distribución y reciclaje de baterías de plomo ácido, ha sido desarrollado para asegurar un ciclo de vida responsable y seguro de todos sus productos.

EXIDE Technologies
Industrial Energy
Pol. Ind. El Pla - C/ Miquel Torelló i Pagés, 34 – 36
08750 Molins de Rei (Barcelona)
ESPAÑA
Tel.: + 34 93 680 39 60
Fax.: + 34 93 680 22 64
www.networkpower.exide.com

EXIDE
TECHNOLOGIES
INDUSTRIAL ENERGY

Aerogenerador Bornay 1500

Manual de Usuario

Montaje
Operación
Mantenimiento

ESP

Owner's Manual

Installation
Operation
Maintenance

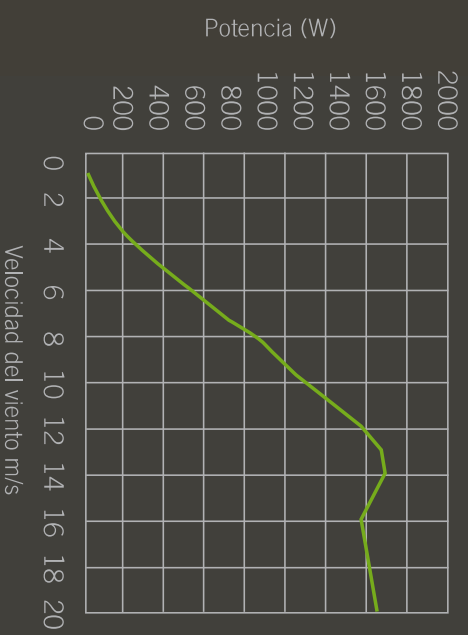
GB



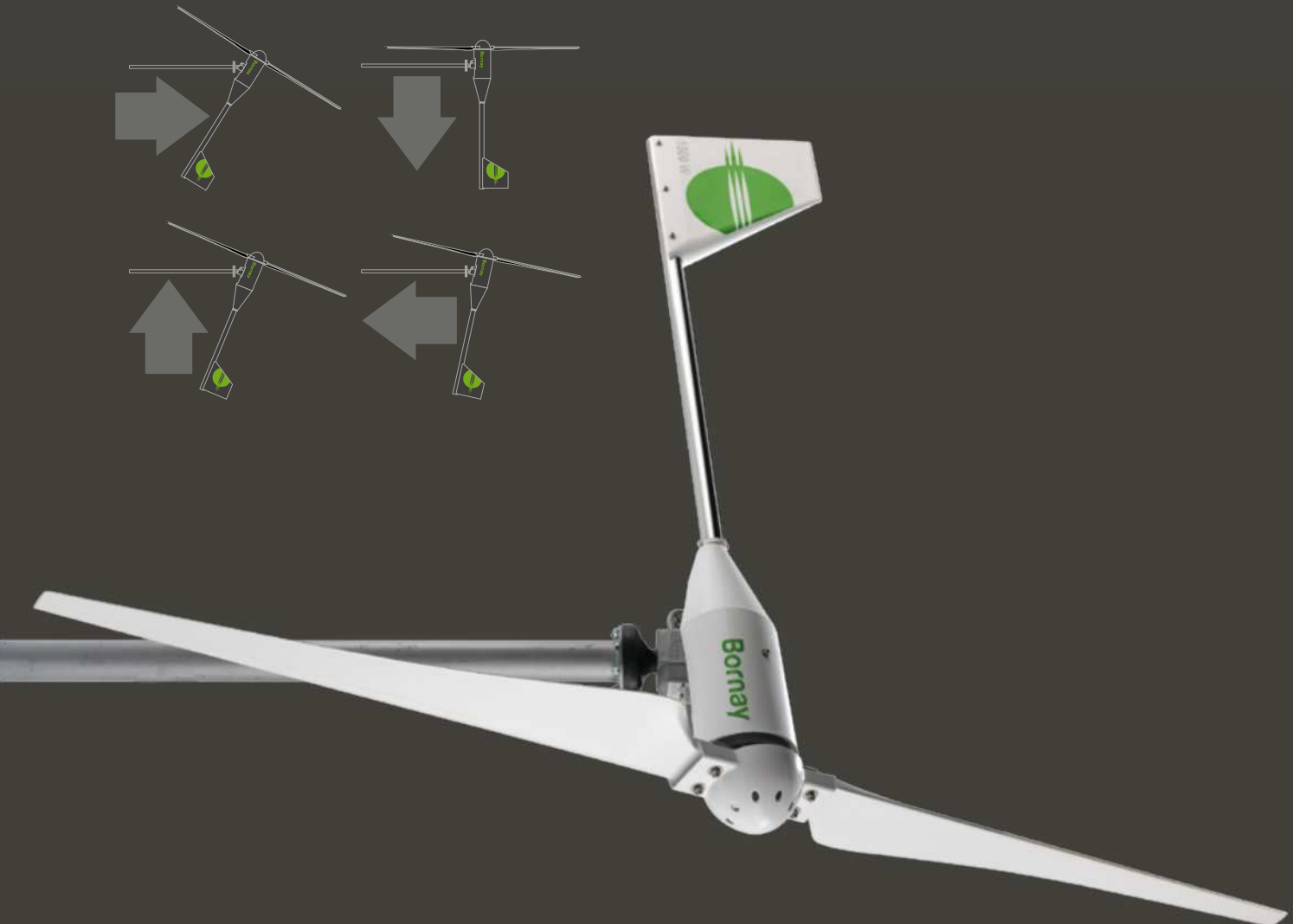
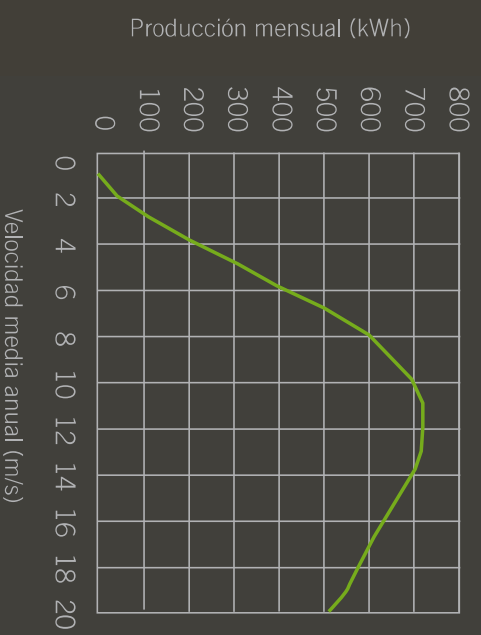
Nº Serie / Serial #	Voltaje / Voltage

BORNAY 1500

Curva de potencia



Energía



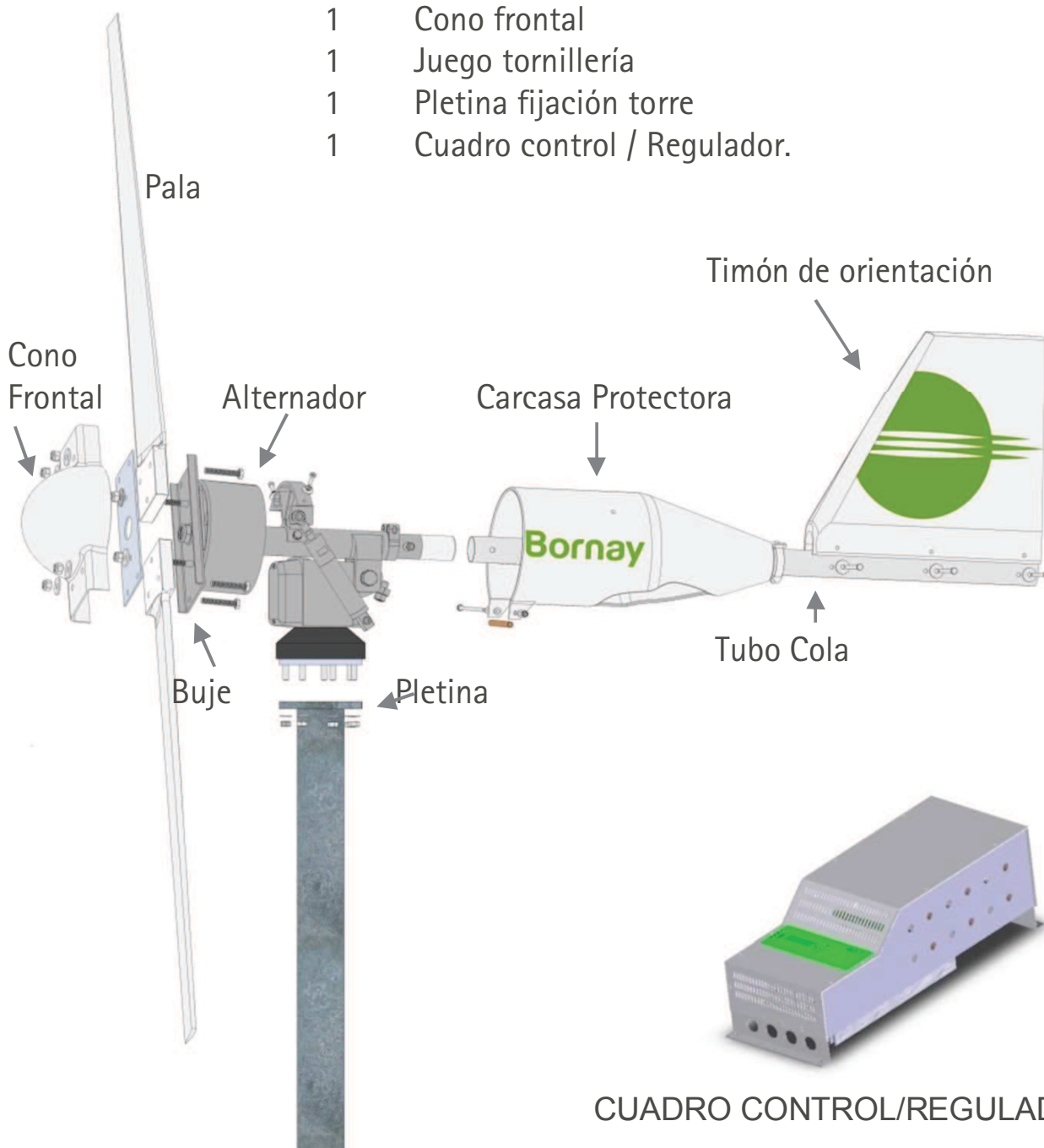
20 21



Componentes del aerogenerador

Junto a esta documentación, dentro del embalaje original, encontrará el siguiente material, el cual puede estar ensamblado en parte:

- 1 Timón de orientación
- 1 Tubo Cola
- 1 Carcasa protectora
- 1 Alternador
- 1 Buje
- 2 Palas
- 1 Cono frontal
- 1 Juego tornillería
- 1 Pletina fijación torre
- 1 Cuadro control / Regulador.



ESP

Datos técnicos

Bornay 1500

Especificaciones técnicas

Número de hélices	2
Diámetro	2,86 mts.
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	Anti-horaria

Especificaciones eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24, 48, 120 v.
RPM	@ 700
Regulador	24v 80 Amp 48v 40 Amp 120v Conexión a red

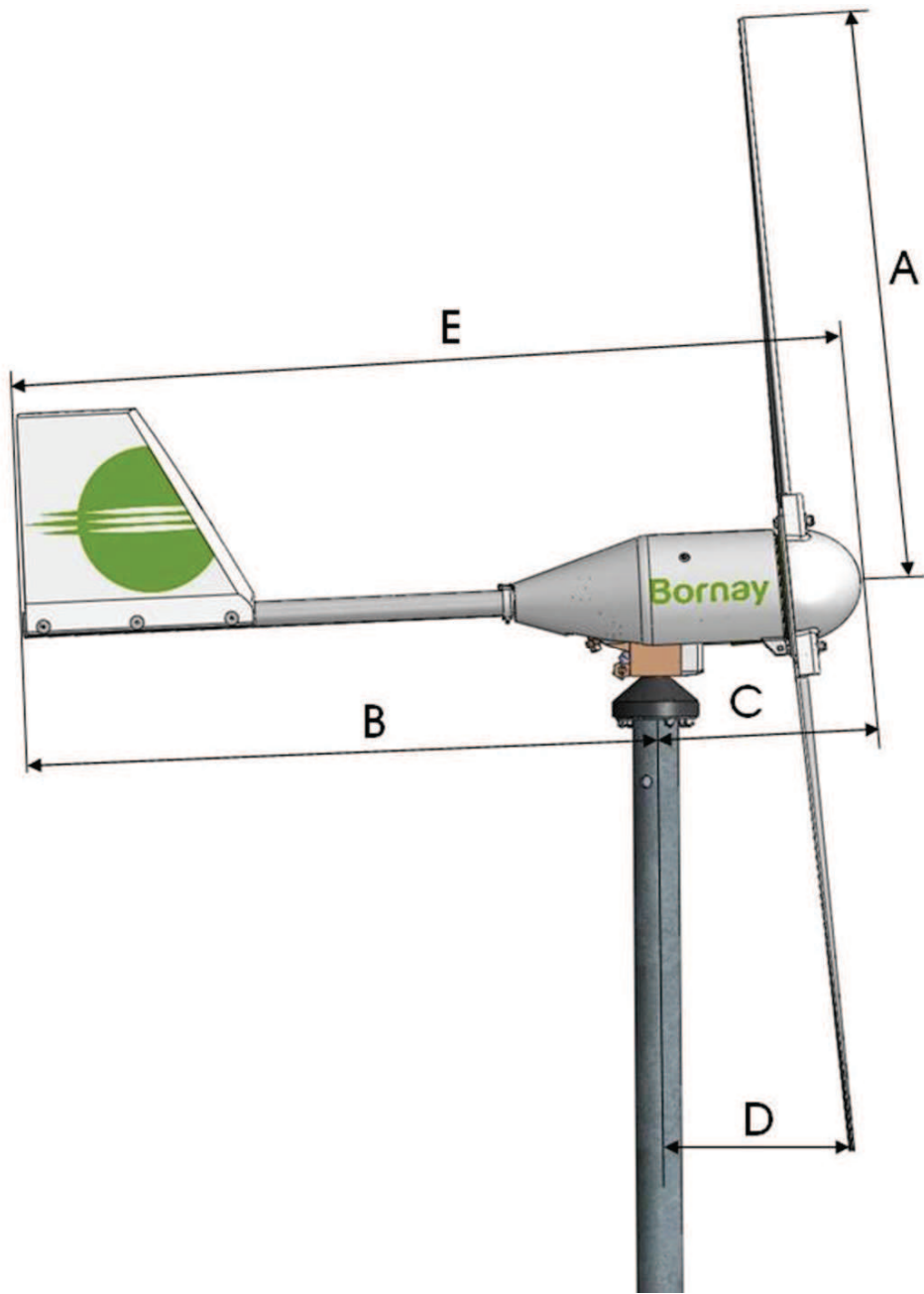
Velocidad de viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima	60 m/s

Especificaciones físicas

Peso aerogenerador	41 Kg
Peso regulador	8 Kgr
Embalaje	500 x 770 x 570 mm. – 57 Kg
Dimensiones – peso	1530 x 270 x 70 mm – 6,8 Kg
Total	0,23 m3 – 61,8 Kgr.
Garantía	3 años

Modelo	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	E (mm)
Bornay 600	1000	1120	350	360	1470
Bornay 1500	1430	1670	370	470	2040
Bornay 3000	2000	2140	470	645	2610
Bornay 6000	2000	2640	495	645	3135



Emplazamiento del aerogenerador

La energía que se puede captar del viento es proporcional al cubo de su velocidad, esto es, cuando la velocidad del viento se duplica, la potencia que se puede producir con un aerogenerador es hasta ocho veces superior.

ATENCIÓN:

Para más información sobre la influencia de obstáculos vea el Anexo 2.

ESP

Por ello, interesa, instalar el aerogenerador en un lugar donde el viento sople con la mayor velocidad y constancia posibles. La velocidad del viento depende en gran medida del terreno sobre el que se mueve el aire; la vegetación, tipo de terreno, construcciones cercanas, etc., frenan el viento y producen turbulencias.

El lugar idóneo para un aerogenerador, es una zona libre de obstáculos, y lo más alto posible respecto de los obstáculos.

Montaje

Antes de empezar, se deben de tener en cuenta los pasos a seguir para el correcto montaje del aerogenerador y tomar una serie de precauciones importantes.



Las precauciones a seguir deben de ser:

- No planifique la instalación del aerogenerador en días de viento.
- No deje el generador funcionando libremente. Con el aerogenerador funcionando libremente, el sistema de frenado automático por inclinación no funciona, esto podría producir daños irreparables en el aerogenerador.
- Utilice el cableado adecuado.

La Torre

Es aconsejable colocar el aerogenerador sobre una torre independiente separada de la vivienda para evitar que esta pueda provocar turbulencias, así como cualquier tipo de vibración que pueda ser transmitida a la vivienda.

El anclaje de la torre se realizará según el tipo a instalar, sujeta al suelo firmemente, generalmente con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, para evitar un mal funcionamiento de su aerogenerador.

ATENCIÓN:

En todo momento se debe de comprobar que la torre quede totalmente vertical y nivelada.

ESP

En el caso de torres de poca base que precisen tensores, una vez anclada la base y colocada la torre, se le colocarán 3 ó 4 tensores cuyos soportes se anclarán firmemente al suelo, generalmente con una base de hormigón.

La torre debe quedar totalmente inmóvil y consistente.

Los tensores deberán ser cables de acero de 6 a 10 mm. de grosor, y su sujeción a la torre en la parte alta deberá estar por debajo del diámetro de las hélices.

Para una mayor seguridad eléctrica es recomendable la instalación de una placa toma-tierra conectada a la base de la torre y situada a unos metros de la base de la misma.

No es recomendable la instalación de para-rayos cercanos, dentro del área del aerogenerador.



⚠ ATENCIÓN:

El aerogenerador debe girar libremente 360° sin que llegue a rozar con ningún obstáculo.

👉 PRECAUCIÓN:

Cualquier objeto que entre en contacto con las hélices en movimiento, puede dañarlas y desequilibrarlas.



Una vez instalado el aerogenerador sobre la torre, debe de comprobarse que este es capaz de girar libremente y que no existe ningún obstáculo dentro del diámetro de las hélices.

Las hélices ante la presión del viento pueden llegar a tener una torsión de hasta 15 cm, por lo que es necesario que entre las hélices y el punto más cercano exista como mínimo una distancia de 20 cm.

👉 PRECAUCIÓN:

Cualquier objeto que entre en contacto con las hélices en movimiento, puede dañarlas y desequilibrarlas.

Cableado eléctrico

Previo a la instalación del aerogenerador y una vez instalada la torre, debe de realizarse el cableado eléctrico.

⚠ ATENCIÓN:

No instalar el aerogenerador sin conectar primero las baterías y el regulador.

👉 PRECAUCIÓN:

No invertir la polaridad.

Utilice el cableado adecuado.

El primer paso en el conexionado eléctrico, es colocar el banco de baterías adecuado, en su configuración correcta y conexionado conforme a las especificaciones del fabricante, obteniendo como resultado el voltaje y capacidad adecuados para la instalación que vamos a realizar.

Existen diferentes tipologías de baterías, en el caso de instalaciones domésticas híbridas eólico / solares, se recomienda el uso de baterías de plomo ácido abiertas, y en función de las capacidades de carga de la instalación, se precisan de unos requisitos mínimos de instalación para asegurar el correcto funcionamiento y la durabilidad de la instalación.

Las recomendaciones mínimas de instalación así como del cableado entre la batería y el regulador son:

Modelo	Cable Batería	Batería Mínima
Bornay 600 / 12V	16 mm ²	550 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 24V	16 mm ²	250 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 48V	10 mm ²	150 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 24V	25 mm ²	660 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 48V	16 mm ²	350 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 24V	35 mm ²	1100 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 48V	25 mm ²	600 Ah C ₁₀₀
Bornay 6000 / 48V	50 mm ²	1200 Ah C ₁₀₀

⚠ ATENCIÓN:

Se recomienda el uso de baterías estacionarias de Plomo Ácido abiertas

👉 PRECAUCIÓN:

El uso de una batería inadecuada puede provocar daños irreparables en su aerogenerador

Con la batería adecuada seleccionada y montada en la instalación, se procederá a instalar el regulador sobre la pared, este se fijará a través de los cuatro orificios situados en la carcasa metálica del mismo, dos superiores y dos inferiores. La fijación a la pared se hará mediante tirafondos y tacos plásticos.

El regulador posee unas resistencias internas de disipación, y la parte superior del regulador puede calentarse en día de viento, una vez las baterías están cargadas.

PRECAUCIÓN:
 El regulador dispone de resistencias internas. No cubrir la parte superior. Instalar en un lugar ventilado.

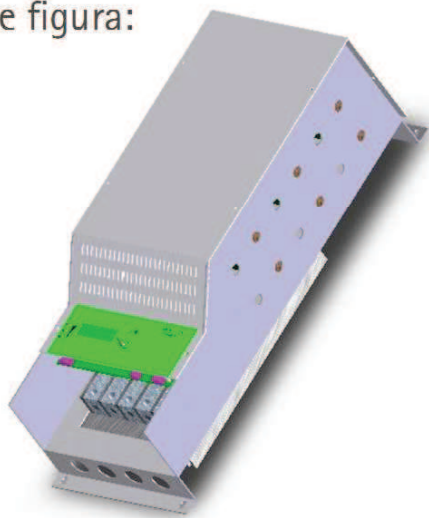
No cubrir la parte superior del regulador, los orificios de la tapa superior deben de estar descubiertos para una correcta ventilación.



El regulador debe ser colocado en un lugar ventilado, en posición vertical a una altura aproximada de 1,20 mts. del suelo, y mínimo 50 cm. de las baterías para prevenir el contacto con los gases producidos por estas.

El cuadro de regulación, baterías y posible convertidor deberán estar colocados en un punto centralizado próximo al consumo, y lo más próximo posible entre ellos.

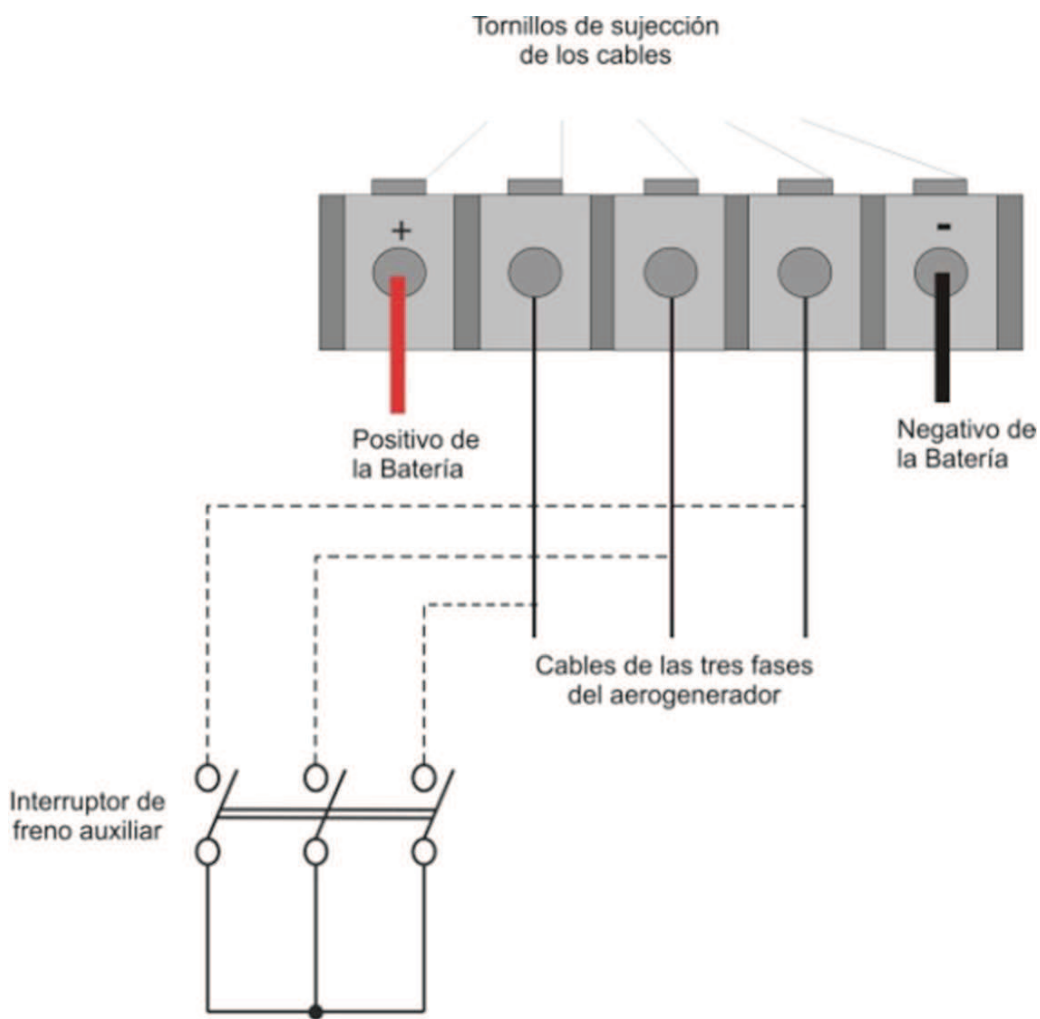
Para la instalación del regulador, levantar la tapa inferior del regulador (sólo la pequeña que forma un ángulo de 90°) quitando los cuatro tornillos que la sujetan. De este modo, el regulador quedará tal y como se muestra en la siguiente figura:



PRECAUCIÓN:
 No invertir la polaridad. Un cambio de polaridad puede dañar el regulador.

A la hora de conectar el regulador se han de seguir los siguientes pasos:

- Conecte el negativo de la batería al regulador (Asegure la correcta polaridad).
- Conecte el cable del positivo de la batería al regulador (Asegure la correcta polaridad).
- Conecte los cables trifásicos del aerogenerador al regulador. Por tratarse de una conexión trifásica alterna no importa el orden de los cables. Esta conexión se realiza previa al montaje del aerogenerador, de lo contrario el aerogenerador debe de estar frenado.



En el caso de que haya que desconectar el regulador por algún motivo, durante la instalación o durante la vida útil de su instalación, se han de seguir los pasos siguientes:

- Cortocircuite el aerogenerador, juntando los tres cables de bajada dejándolo frenado.

- Compruebe que el aerogenerador está **totalmente frenado** y desconecte los cables del aerogenerador.
- Desconecte el cable del positivo de la batería.
- Desconecte por último el cable negativo.

Una vez instaladas las baterías y conexionado el regulador, pasaremos a cablear entre el regulador y la puntera de la torre donde se instalará el aerogenerador.

Con el fin de minimizar pérdidas eléctricas, la distancia entre el aerogenerador y el cuadro de regulación deberá ser la menor posible, sin superar en ningún caso los cien metros.

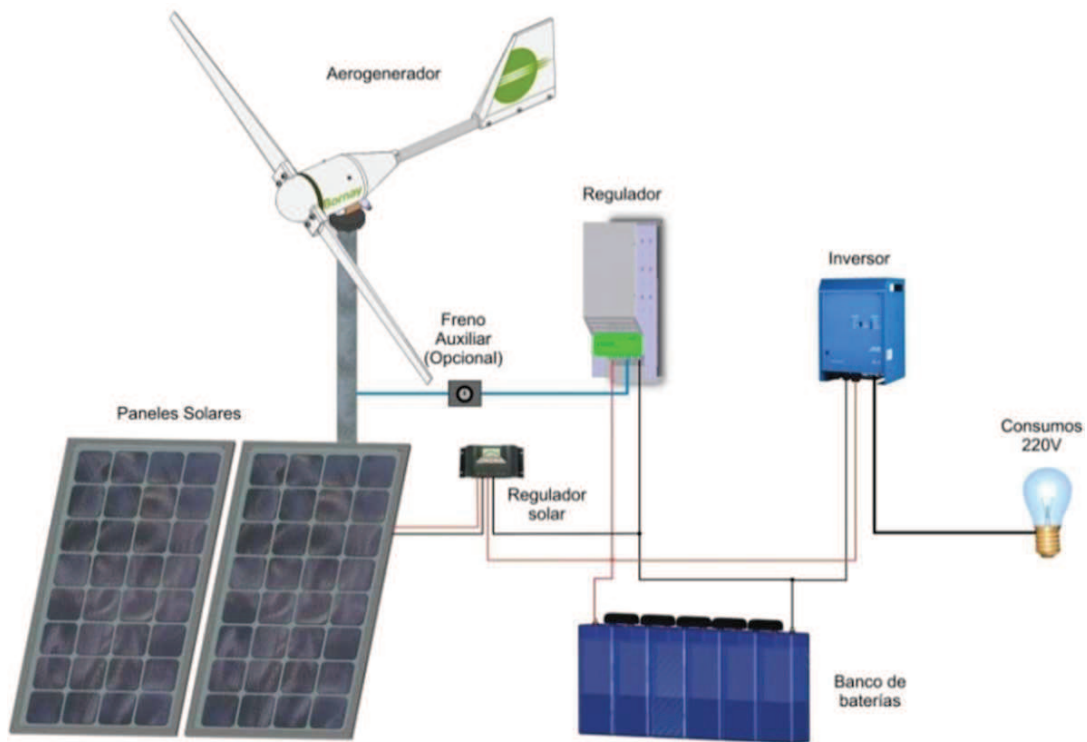
Para determinar la sección del cable de bajada que se debe utilizar, en función de las características del aerogenerador y la distancia que le separa de su cuadro de control, véase la siguiente tabla para cable conductor de cobre:

Modelo	Iac x fase (A)	0-20 mts	20-40 mts	40-60 mts	60-80 mts	80-100 mts
Bornay 600 / 12v	17	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
Bornay 600 / 24v	8.8	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 600 / 48v	4.5	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 1500 / 24v	22	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 1500 / 48v	11	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 3000 / 24v	42	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
Bornay 3000 / 48v	21	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 6000 / 48v	42	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²

A continuación se muestra la equivalencia entre las secciones en mm² y AWG y los diámetros correspondientes a esas secciones en mm y en pulgadas.

Sección mm ²	4	6	10	16	25	35	50
Sección AWG	11	9	7	5	3	1	0
Diámetro (mm)	2.26	2.76	3.57	4.51	5.64	6.68	7.98
Diámetro (in)	0.088	0.108	0.141	0.178	0.222	0.263	0.314

En caso de una instalación mixta, la instalación debe de estar compuesta de los siguientes elementos:



Regulador

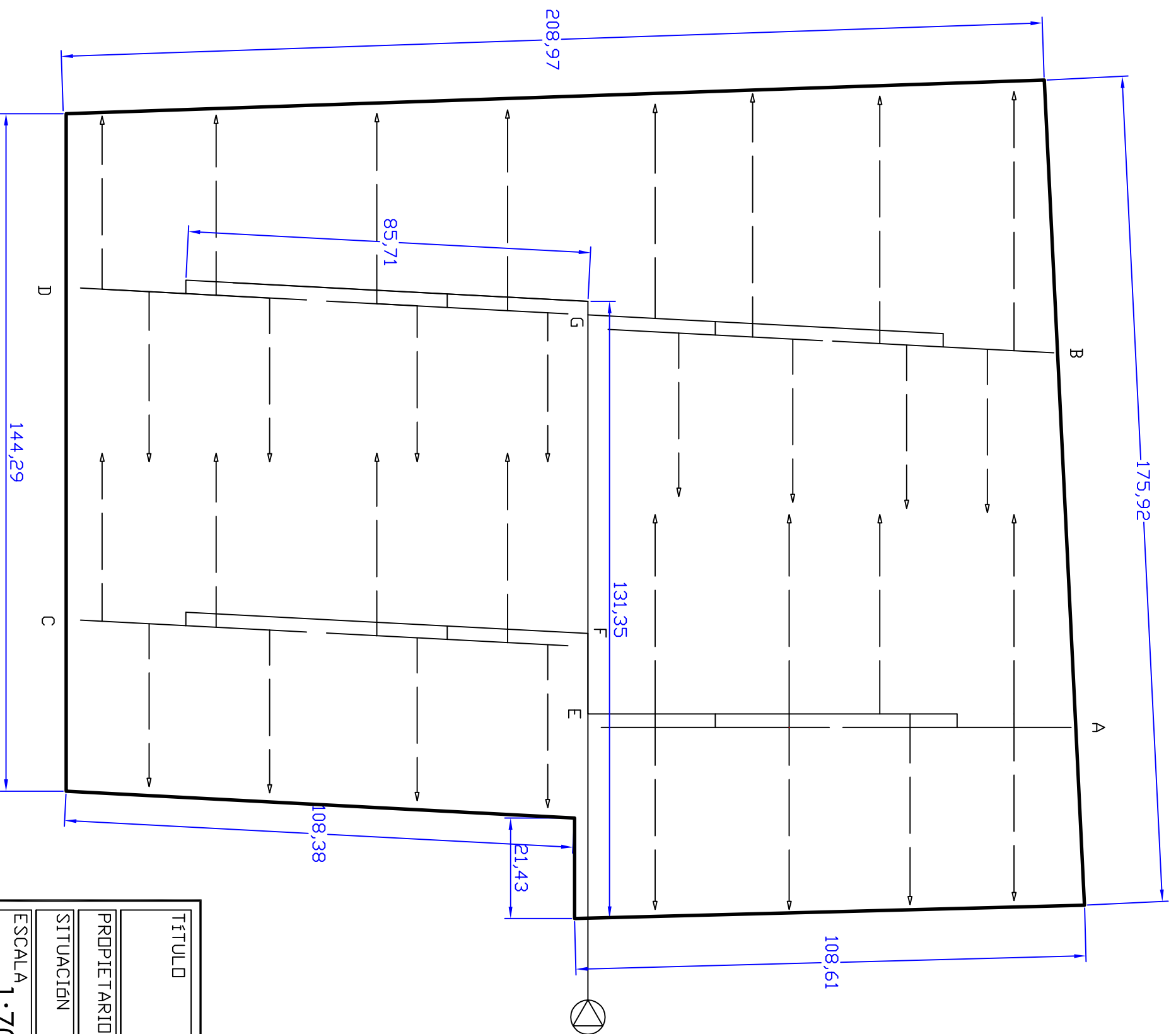
El funcionamiento del regulador es en primer lugar transformar la energía del aerogenerador generada en alterna, en corriente continua apta para la carga de su banco de baterías. En segundo lugar, el regulador controlará el estado de la batería evitando sobrecargas de la misma y controlando el funcionamiento del aerogenerador.

👉 ATENCIÓN:
Con viento fuerte, frenar el aerogenerador accionando intermitentemente el interruptor de freno.

👉 PRECAUCIÓN:
Con fuerte viento, no deje nunca el aerogenerador girando en posición de freno.

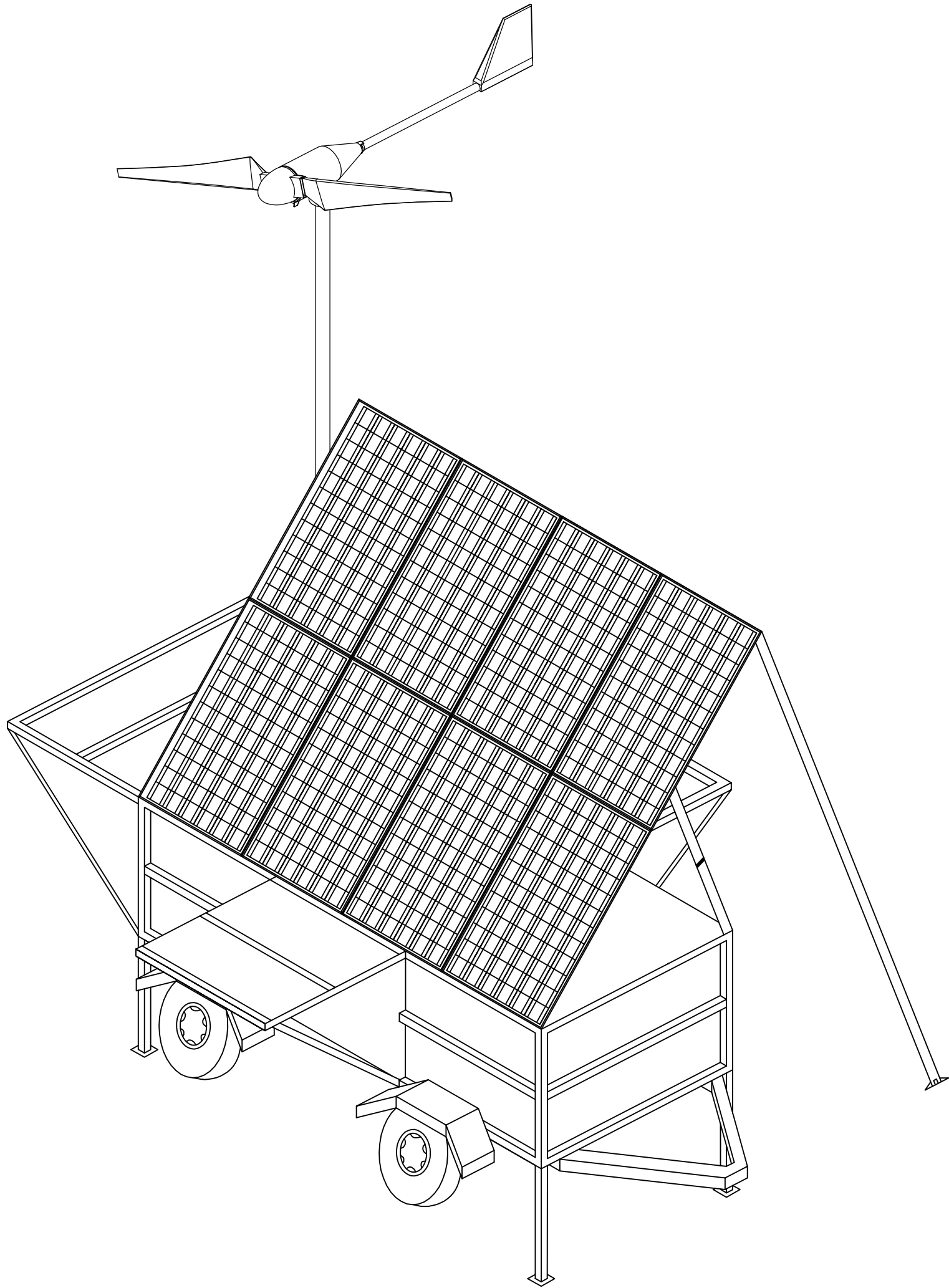
El regulador ha sido especialmente diseñado para funcionar con el aerogenerador. Para ello el regulador está provisto de las siguientes bornes de conexiones:

- 1.- Entrada trifásica del aerogenerador
- 2.- Salida +/- a batería



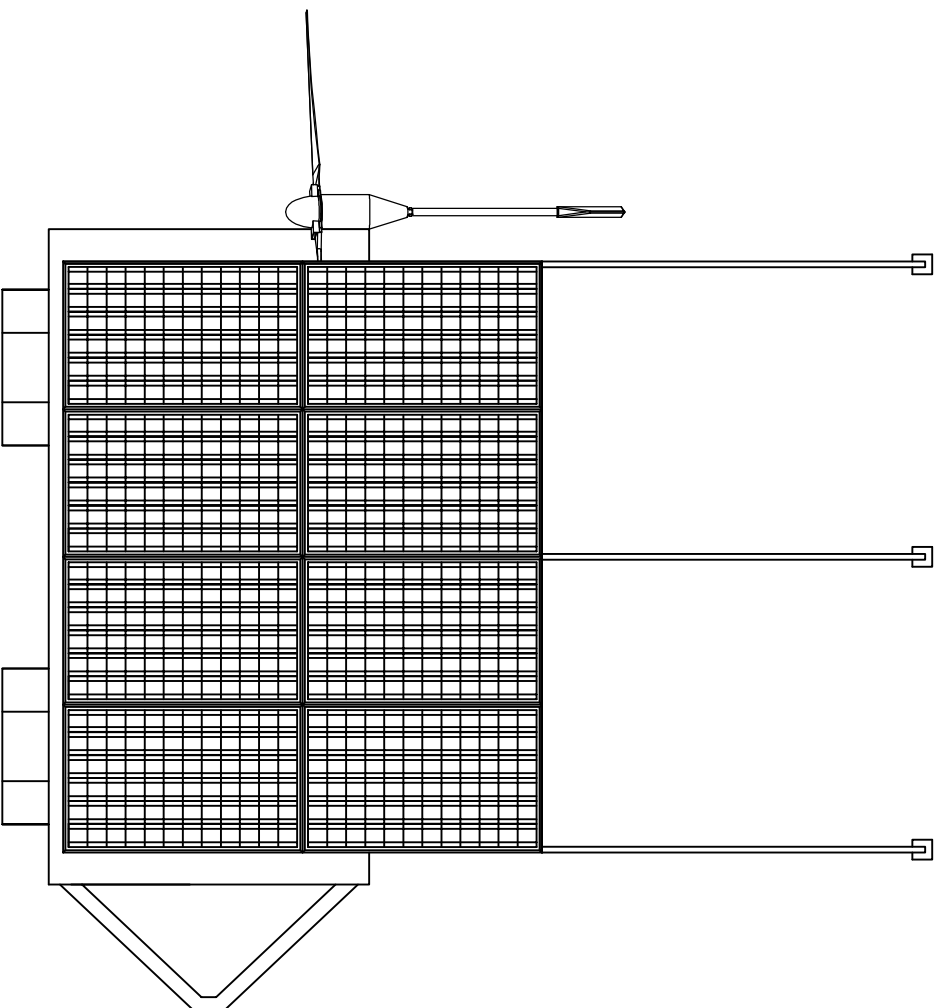
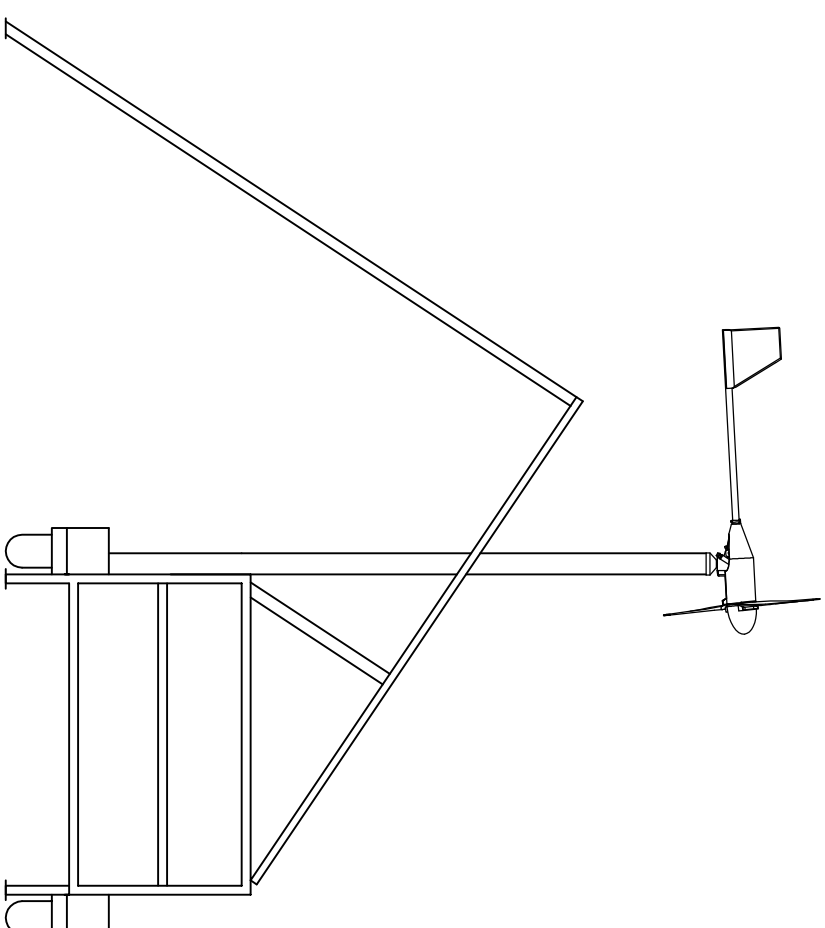
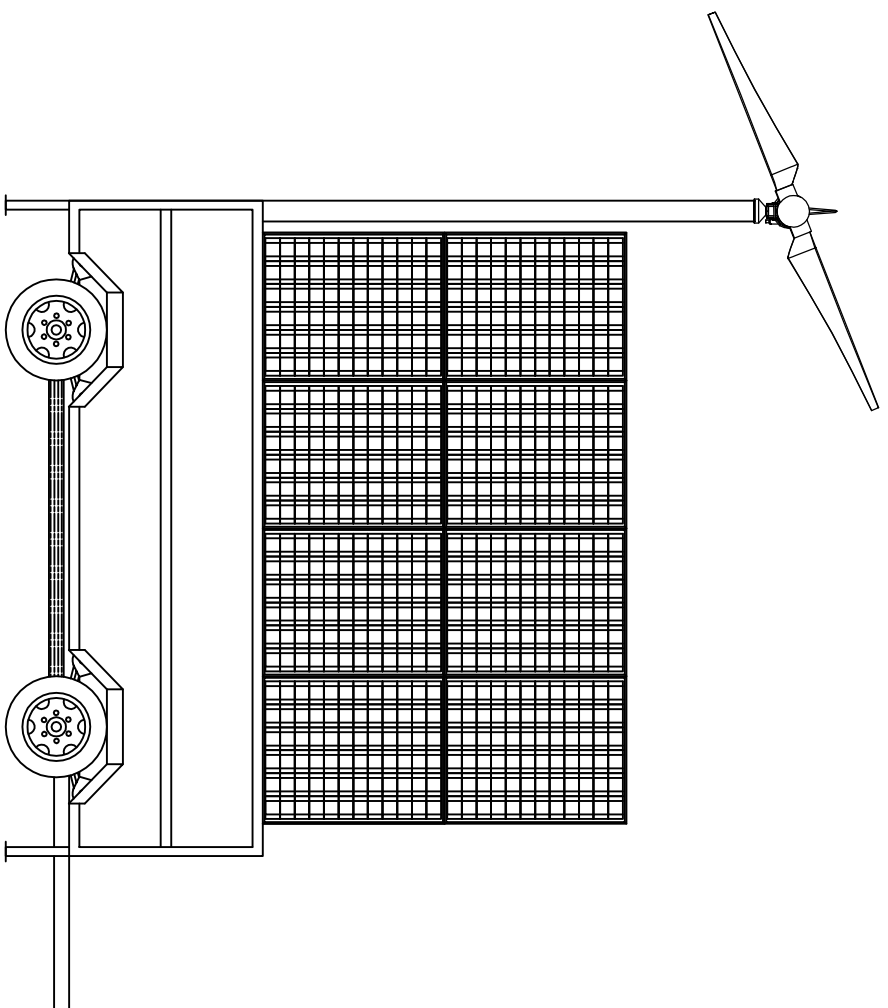
TÍTULO	EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL	
PROPIETARIO	SANTOS ANSON FERNANDEZ	
SITUACIÓN	CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)	
ESCALA	1:700	PLANO
FECHA	SEPTIEMBRE 2013	
SUPERFICIE RIEGO POR GOTEO		
PLANO Nº	01	




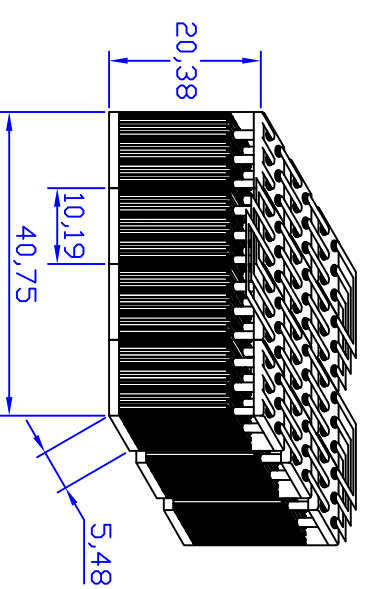
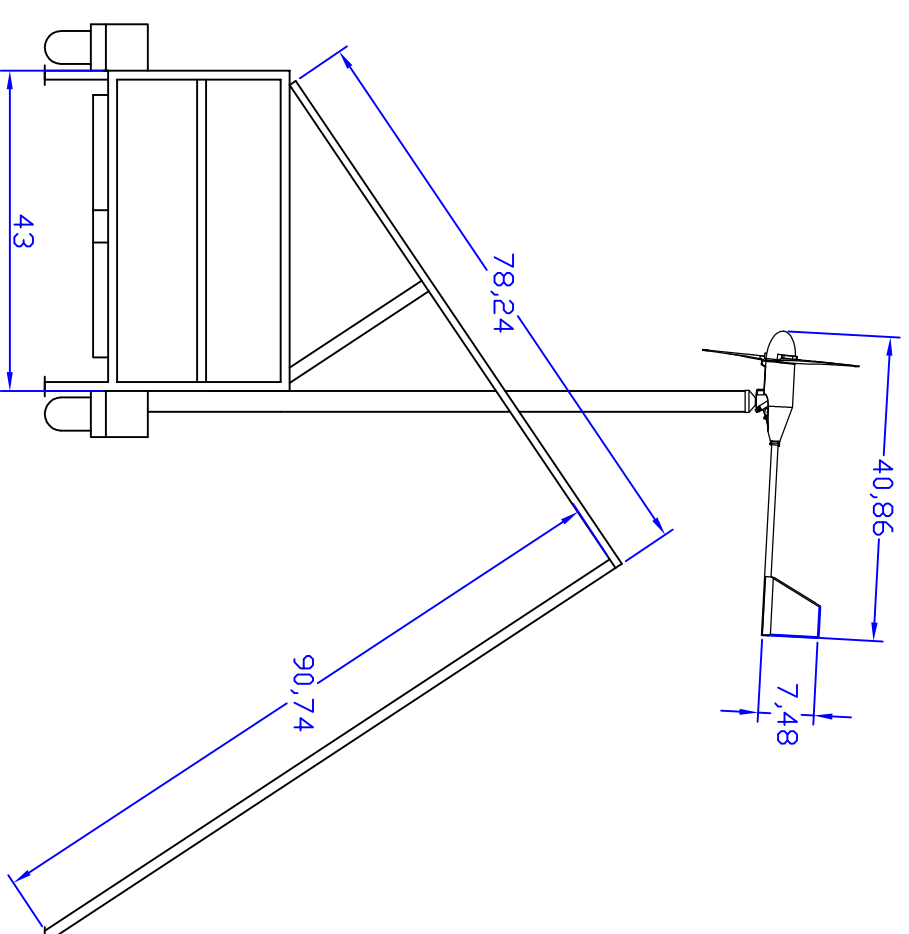
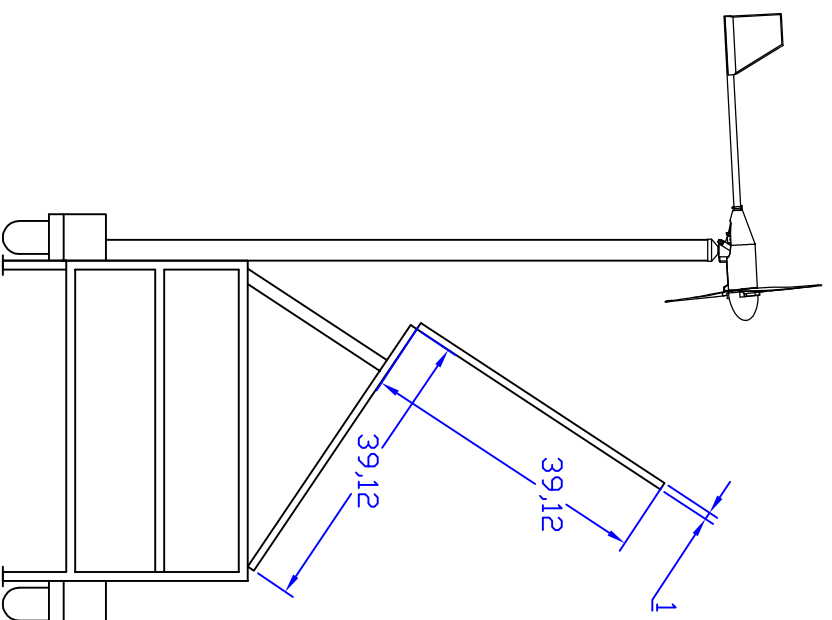
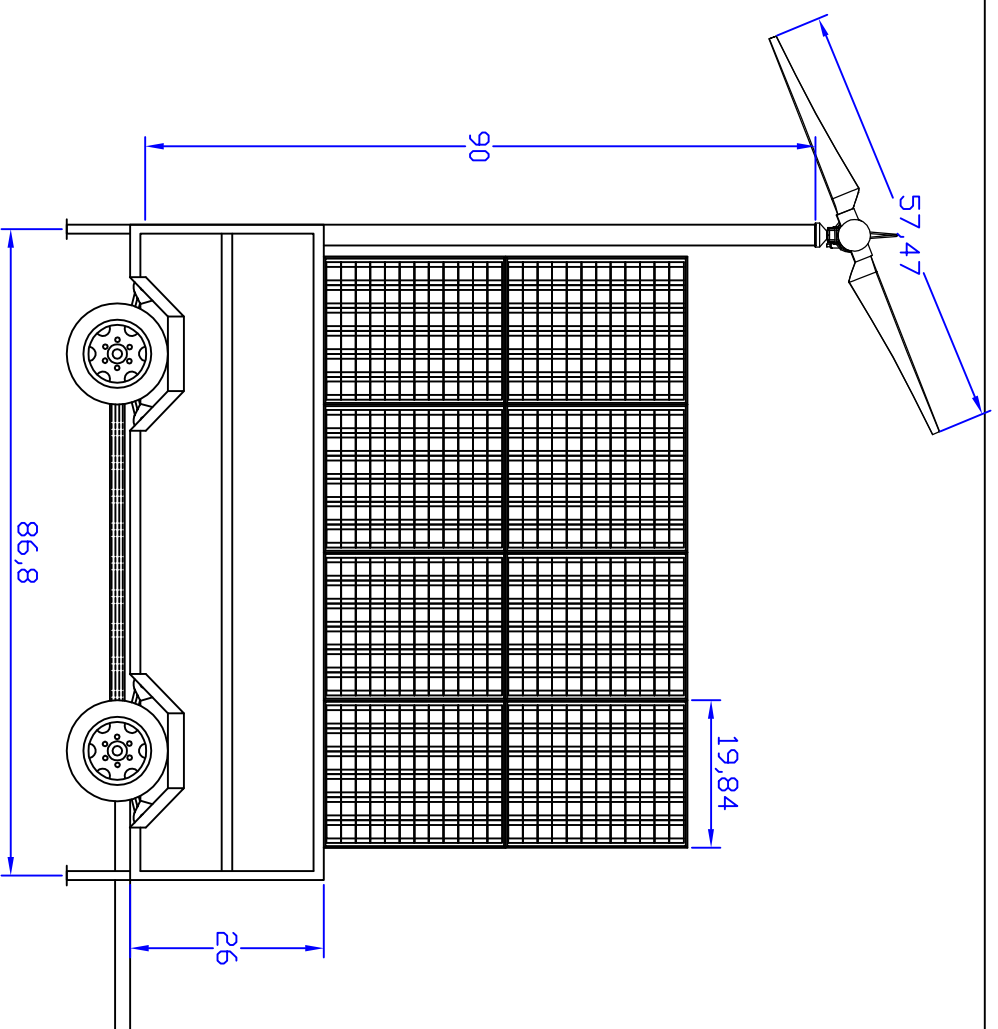



TÍTULO	EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL	PLANO N°	02
PROPIETARIO	SANTOS ANSON FERNANDEZ		
SITUACIÓN	CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)		
ESCALA	1:40	PLANO	
FECHA	SEPTIEMBRE 2013	DISEÑO ISOMÉTRICO	

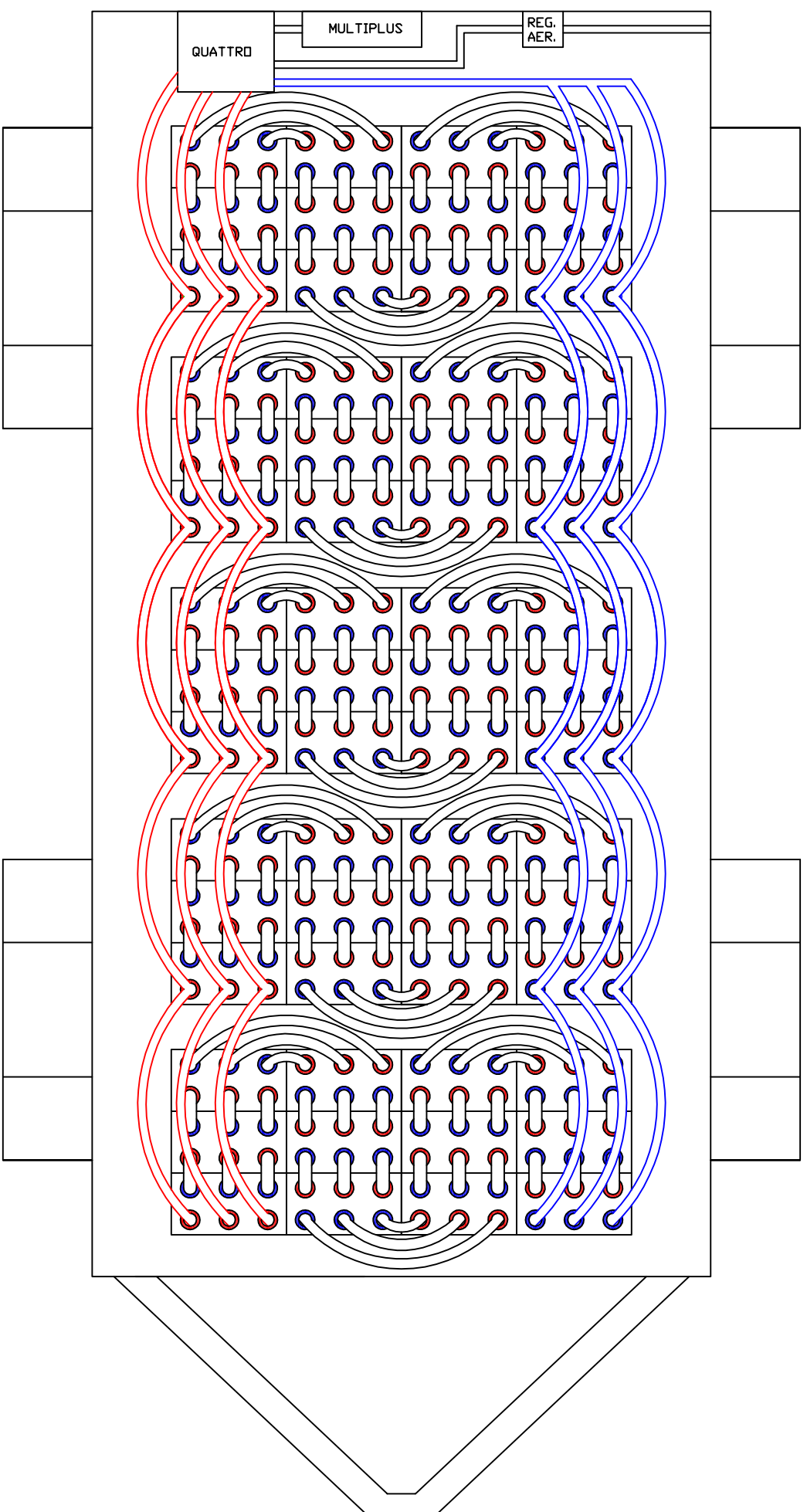





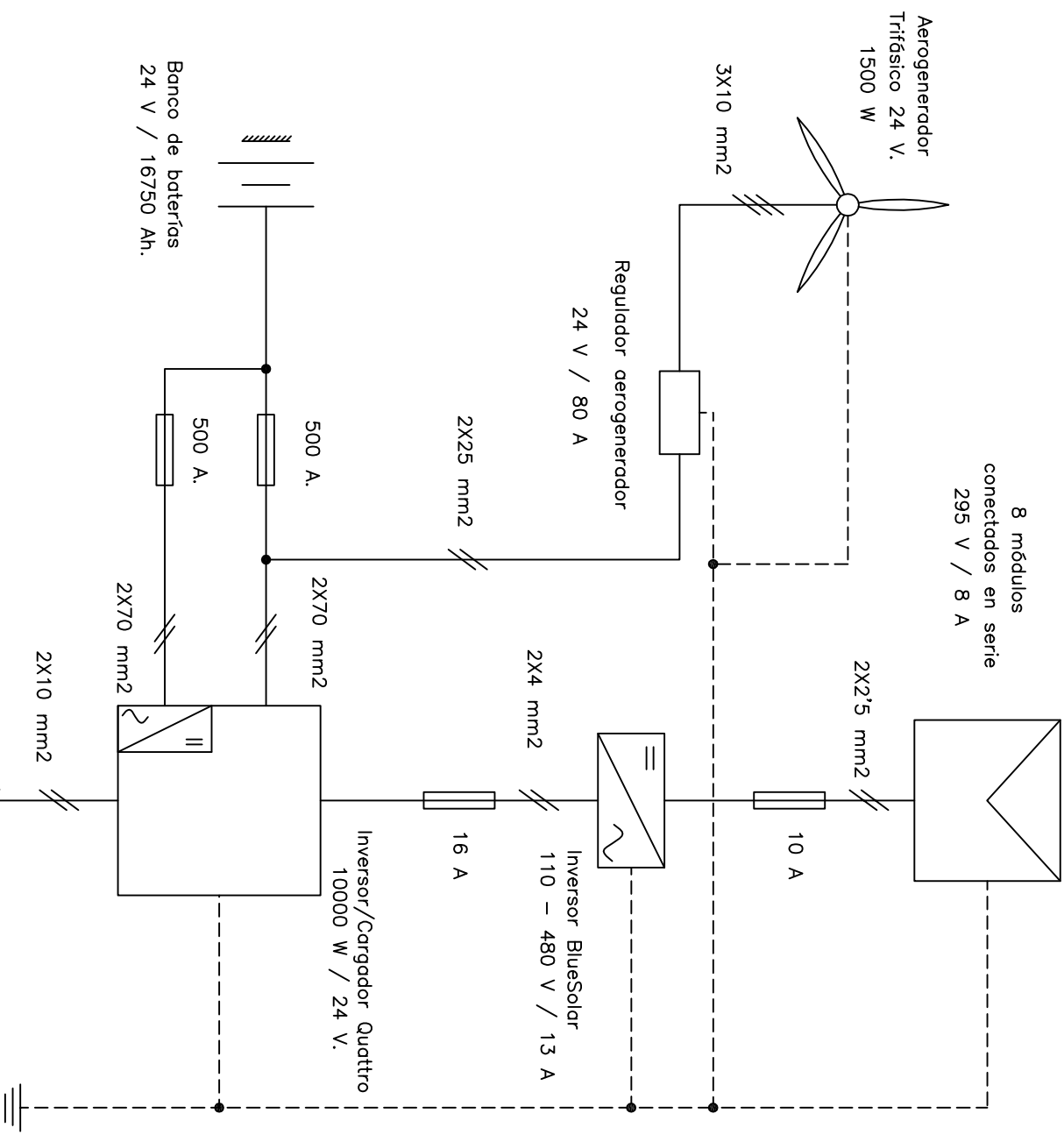
TÍTULO	EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL		PLANO N°	03
PROPIETARIO	SANTOS ANSON FERNANDEZ			
SITUACIÓN	CAMPO DE CARTIAGENA (ROLDÁN)			
ESCALA	1:50	PLANO	ALZADO, PLANTA Y PERFILES	
FECHA	SEPTIEMBRE 2013			



TÍTULO	EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL		PLANO N°	04
PROPIETARIO	SANTOS ANSON FERNANDEZ		UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA	
SITUACIÓN	CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)			
ESCALAS	1:50/1:40	PLANO	COTAS	
FECHA	SEPTIEMBRE 2013			



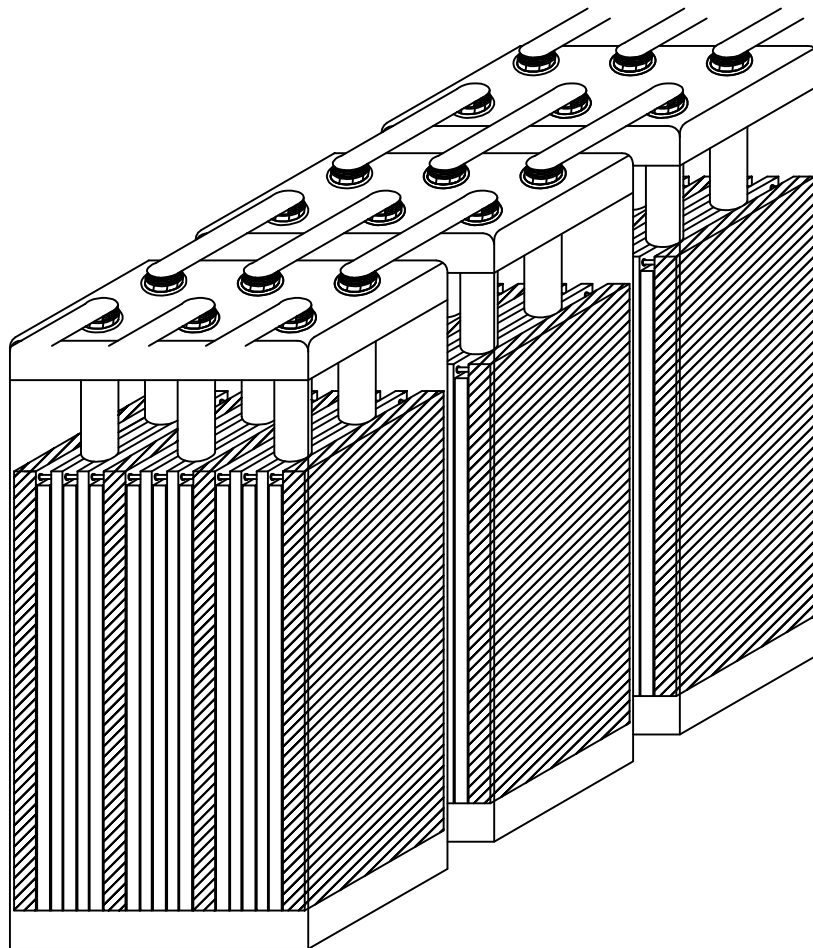
TÍTULO		EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL	
PROPIETARIO		SANTOS ANSON FERNANDEZ	
SITUACIÓN		CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)	
ESCALA	1:20	PLANO	SITUACION DE ELEMENTOS EN EL INTERIOR DEL REMOLQUE
FECHA	SEPTIEMBRE 2013		
PLANO Nº			



LEYENDA	
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL
	FUSIBLE
	LINEA ELÉCTRICA
	PUESTA A TIERRA
	INVERSOR DE RED
	MODULO FOTOVOLTAICO
	AEROGENERADOR
	INVERSOR/REGULADOR
	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
	ACUMULADOR

TÍTULO		EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL	
PROPIETARIO		SANTOS ANSON FERNANDEZ	
SITUACIÓN		CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)	
ESCALA	S/E	PLANO	ESQUEMA UNIFILAR
FECHA	SEPTIEMBRE 2013		
		PLANO Nº	06

Grupo de impulsión
14 CV / 230 V
f.d.p. = 0'86



TÍTULO

EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL

PLANO N°

07

PROPIETARIO

SANTOS ANSON FERNANDEZ

SITUACIÓN

CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)

ESCALA

1:10

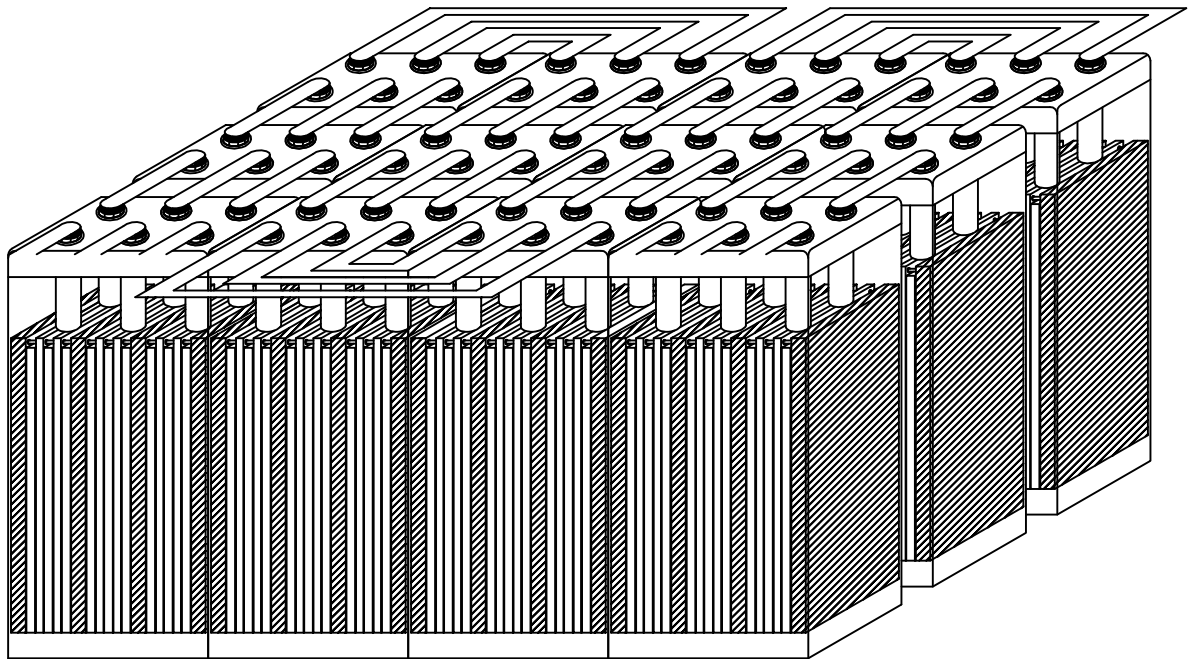
PLANO

CONEXIONADO DE CELDAS
DE BATERIAS

FECHA

SEPTIEMBRE 2013





TÍTULO

EQUIPO EÓLICO - SOLAR MÓVIL

PLANO N°

08

PROPIETARIO

SANTOS ANSON FERNANDEZ

SITUACIÓN

CAMPO DE CARTAGENA (ROLDÁN)

ESCALA

1:20

PLANO

CONJUNTO DE CELDAS
COMPLETO

FECHA

SEPTIEMBRE 2013

