



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

**DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA AISLADA**

Autor: Jorge Alvarado Ladrón de Guevara

Tutor: Francisco Javier Sánchez Alejo

ÍNDICE

1. RESUMEN	4
2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA	6
2.1. Objetivos	6
2.2. Metodología	7
3. ESTUDIO TEÓRICO	9
3.1. Orígenes del estudio de la energía fotovoltaica.....	9
3.2. Efecto fotovoltaico y célula fotovoltaica.....	10
3.3. Historia de la célula fotovoltaica.....	12
3.4. Aplicación de células fotovoltaicas para generación solar: paneles.....	12
4. CONDICIONES DEL PROYECTO	13
4.1. Localización	13
4.2. Requisitos del proyecto	14
4.3. Condiciones de uso.....	16
4.4. Condiciones climatológicas.....	17
4.4.1. Definiciones	17
4.4.2. Tipos de radiación	17
4.4.3. Irradiación en Leticia	18
4.4.4. HSP y HSP corregida	22
4.4.5. Temperatura, precipitaciones y humedad.....	27
4.4.6. Horario solar.....	29
5. ELEMENTOS DE CONSUMO	30
5.1. Elementos para la condensación de agua	30
5.2. Elementos para la depuración de agua	32
5.3. Elementos para el sistema de iluminación	33
5.4. Elementos para comunicación y ocio.....	34
6. DETALLES DE CONSUMO	35
6.1. Estimación de tiempos:	35
6.2. Estimación de tiempos para compresores	36
7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	39
7.1. Esquema básico de la instalación	39
7.2. Captación de energía	39
7.2.1. Tipos de paneles.....	40

7.3.	Regulación:	42
7.4.	Acumulación de energía:.....	43
7.4.1.	Tipos de baterías.....	43
7.5.	Inversión de tensión:	44
7.6.	Rendimiento global de la instalación	45
7.7.	Cálculo y selección de componentes.....	48
7.7.1.	Módulos Fotovoltaicos:.....	48
7.7.2.	Regulador:	51
7.7.3.	Baterías:.....	56
7.7.4.	Inversor solar.....	59
7.8.	Cableado.....	61
7.8.1.	Cableado desde los paneles a los reguladores:	63
7.8.2.	Cableado desde reguladores hasta baterías:	64
7.8.3.	Cableado desde reguladores hasta inversores:	65
7.8.4.	Conexión entre paneles:	65
7.8.5.	Conexión entre los vasos de baterías:.....	67
7.8.6.	Conexión de las cargas de consumo:.....	67
7.9.	Protecciones	68
7.9.1.	Protecciones en corriente continua.....	68
7.9.2.	Protecciones en corriente alterna.....	69
7.9.3.	Protecciones para las personas	70
7.10.	Control de la instalación.....	70
7.10.1.	Monitor de batería y sistema de control	70
7.10.2.	Automatización	71
7.11.	Plano instalación eléctrica.....	74
8.	ANÁLISIS DE COSTES.....	75
9.	CONCLUSIONES Y VALORACIÓN	77
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	78
11.	ANEXOS	79

1. RESUMEN

Este proyecto tiene como objetivo el diseño y cálculo de una instalación de generación eléctrica aislada fotovoltaica para abastecer de energía a poblados indígenas colombianos que habitan la selva amazónica. Con esta instalación se pretende cubrir algunas necesidades básicas de esta población y a la vez establecer un punto de partida para la progresiva civilización de estas tribus.

El objetivo principal de la generación eléctrica es hacer funcionar un dispositivo de generación y potabilización de agua. En la región amazónica de Colombia, el agua natural es muy abundante, pero no es apta para el consumo directo. Por esta zona discurre el Amazonas y numerosos afluentes y ríos menores como el Napo, el Putumayo o el Caquetá, pero el agua que transportan no es potable. Además de una gran cantidad de materia orgánica, el agua transporta en muchos tramos otras sustancias peligrosas para la salud humana, como metales pesados provenientes de la minería en los alrededores de los ríos. Depurar esta agua requeriría de una planta de depuración con muchos procesos complejos que además de requerir una planta especializada muy costosa, tienen que ser operados y supervisados por personal cualificado, lo cual no es una solución factible. Por ello, se recurre a otras fuentes naturales para la recolección de agua, como son la lluvia, abundante en esta región, y la humedad presente en el aire, muy elevada. El agua proveniente de la lluvia o la humedad tampoco es directamente apta para el consumo, pero el proceso para adaptarla es sencillo y no requiere componentes complejos ni personal preparado, además de poder realizarse en un espacio bastante reducido. Por tanto, se recogerá agua de lluvia cuando sea posible y se usará un dispositivo de compresión mecánica simple para condensar el agua de la humedad del aire en los días secos.

Si bien en este documento se recogen los cálculos para una región específica, con sus condiciones geográficas y climatológicas que marcan los razonamientos y la selección de todos los componentes de la instalación, la metodología seguida es aplicable para otros puntos del planeta, teniendo en cuenta en cada caso las condiciones del lugar y valorando en función de los resultados la aplicabilidad de este tipo de instalación. Esto es relevante, ya que el problema de escasez de agua potable ocurre en muchas zonas del planeta, y esta tecnología, cada vez más extendida y más desarrollada, puede ser una alternativa a tener en cuenta.

Por otro lado, como objetivo secundario, se quiere emplear la energía generada para abastecer otros sistemas que ayuden a mejorar la calidad de vida de la población indígena y que sirvan de punto de partida para acercarlos de forma progresiva al mundo moderno. Entre estos sistemas se incluyen uno de iluminación nocturna para la aldea y otro de comunicación y visualización que sirva para recibir atención médica a distancia

(telemedicina), para recibir enseñanza a distancia, para recibir alertas o información e incluso para realizar algunas actividades de ocio.

2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

En este apartado se explican los objetivos y la metodología seguida para alcanzarlos.

2.1. Objetivos

El objetivo del proyecto es calcular una instalación fotovoltaica aislada para abastecer de energía pequeños poblados indígenas de la selva amazónica.

Para poder lograr el objetivo de forma exitosa se establecen una serie de objetivos parciales que conducen a la meta propuesta.

- Repasar la historia de la energía solar.
- Analizar principios teóricos que intervienen en el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.
- Analizar las condiciones en las que se realiza el proyecto.
 - o Revisar los requisitos del proyecto
 - o Estudiar la localización geográfica donde se va a situar la instalación fotovoltaica.
 - o Estudiar las condiciones climáticas que pueden tener impacto en la utilización de la instalación.
 - o Investigar sobre la irradiación solar que existe en la zona de estudio.
- Realizar un análisis del consumo de energía diario que se va a llevar a cabo en los poblados a raíz de la instalación de la planta fotovoltaica y todos los sistemas que se pretenden alimentar.
 - o Determinar los principales elementos de consumo.
 - o Determinar otros posibles elementos de consumo.
 - o Llevar a cabo una estimación de tiempos de funcionamiento de cada sistema o elemento que consume energía.

- Plantear la instalación eléctrica.
 - Determinar los componentes principales de la instalación.
 - Determinar el rendimiento global de la instalación.
 - Comparar y seleccionar modelos comerciales de cada componente necesario.
 - Diseñar la conexión entre todos los componentes.
 - Diseñar las protecciones eléctricas de la planta.

- Explicar método de control de la instalación fotovoltaica.

- Analizar la instalación física de los componentes.
 - Determinar el espacio necesario para todos los dispositivos.
 - Analizar y seleccionar modelos comerciales de aquellos elementos auxiliares necesarios para la instalación.

- Realizar un análisis de costes.

2.2. Metodología

Una vez enumerados los objetivos, lo siguiente es hacer un plan de trabajo y de los medios necesarios para la consecución de los objetivos.

- Asimilación de los principios teóricos.
- Investigación sobre el estado del arte de la generación fotovoltaica.
- Estudio de otros casos similares (instalaciones fotovoltaicas aisladas).
- Utilización de software especializado (PVsyst)
- Utilización de páginas web, guías y hojas de cálculo propias de fabricantes para dimensionamiento de la planta y selección de componentes.
- Análisis de los resultados obtenidos y conclusiones.

- Análisis económico.

3. ESTUDIO TEÓRICO

3.1. Orígenes del estudio de la energía fotovoltaica

Desde tiempos remotos de la civilización, el hombre ha sido consciente del poder de la energía solar, y ha hecho uso de ella de diversas formas. Ejemplos de esto son mecanismos de concentración solar mediante espejos utilizados para calentar o provocar fuego que datan de muchos años antes de Cristo. Otro ejemplo menos evidente es la orientación intencionada de construcciones y edificios para aprovechar los rayos del sol.

Sin embargo, no ha sido hasta los tiempos modernos, con la ayuda de la evolución exponencial del conocimiento científico, cuando el hombre ha podido pasar de la idea intuitiva del poder de la energía solar a una comprensión profunda de su naturaleza. Gracias a esto, se aumentado las formas de aprovechamiento de la energía solar. Mientras todos los métodos usados hasta este momento se basaban en la utilización de la energía solar en forma de calor, a partir de este punto se hace posible convertir la energía de la radiación en energía eléctrica.

El primer paso para entender las cualidades de la radiación electromagnética, y por tanto la energía procedente del sol, fue dado por el físico francés Edmond Becquerel en 1839, quien construyó la primera célula fotovoltaica de la historia y demostró experimentalmente la existencia del efecto fotovoltaico.

Unos años más tarde, en 1873, Willoughby Smith contribuyó al avance con el descubrimiento de la fotoconductividad. El ingeniero inglés observó que la conductividad eléctrica del Selenio aumentaba cuando recibía radiación electromagnética. Poco después, en el año 1887, Heinrich Hertz descubrió el efecto fotoeléctrico, que consiste en la emisión de electrones por parte de los metales al incidir en ellos radiación electromagnética.

El paso definitivo en esta materia lo dio Albert Einstein, que durante los primeros años del siglo XX desarrolló y formuló la explicación teórica de los efectos anteriormente mencionados. Para este estudio Einstein partió de las hipótesis de Max Planck y su trabajo sobre los cuantos. Este trabajo sobre el efecto fotoeléctrico le sirvió a Einstein para obtener el premio Nobel de la física en 1921, y curiosamente, también sirvió al científico Robert Andrews Millikan para obtener el mismo premio en 1923. Robert, en su afán de demostrar que la teoría de Einstein era incorrecta, experimentó durante años, para finalmente acabar concluyendo que si era correcta.

3.2. Efecto fotovoltaico y célula fotovoltaica

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón, creando hueco en el átomo excitado. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor.

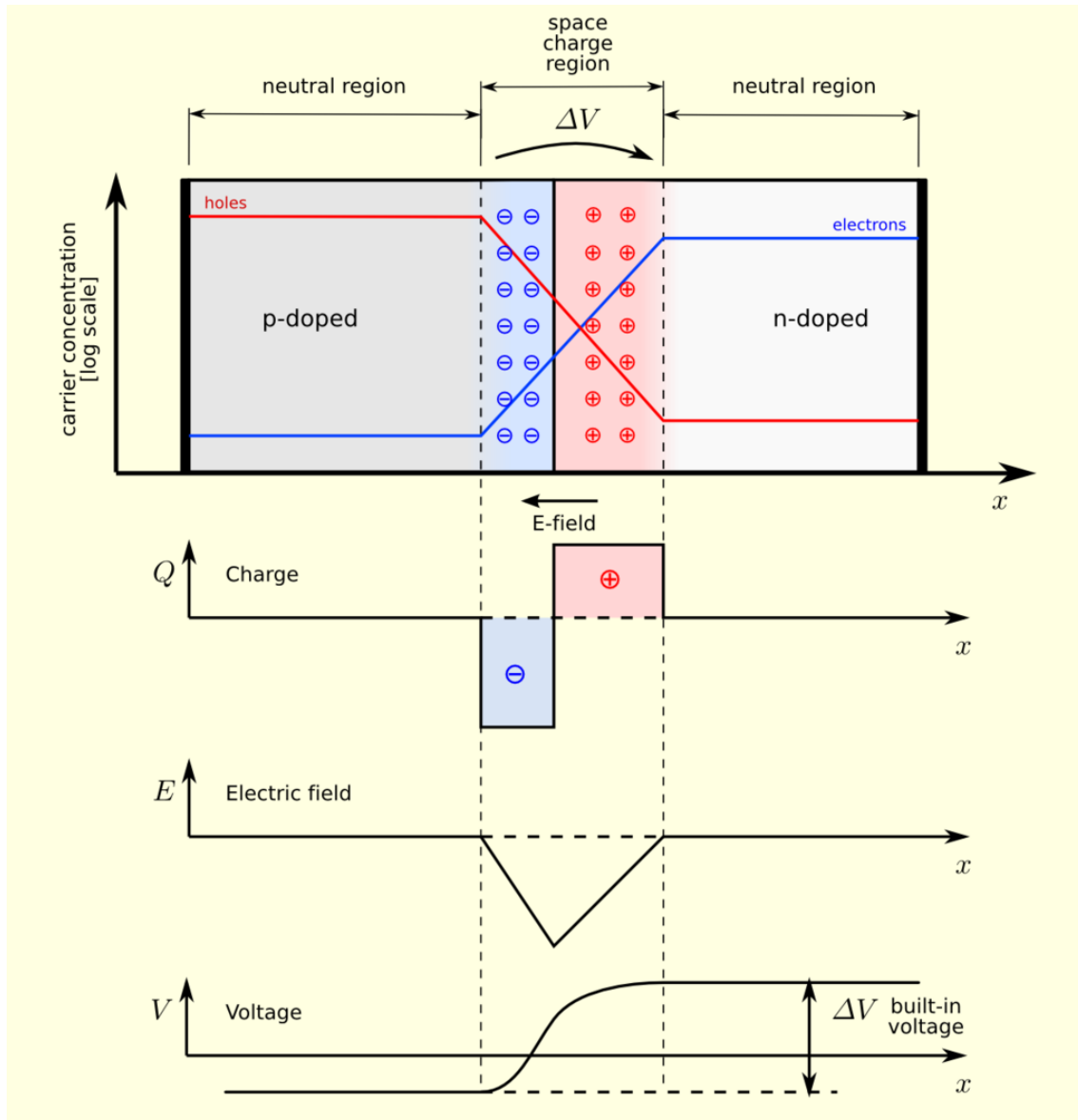
El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él. De esta forma, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para propiciar este movimiento de electrones se crea un campo eléctrico permanente a través de una unión p-n. La unión p-n consiste se consigue dopando un mismo material con distintos elementos para conseguir dos capas diferenciadas:

- Capa n: contiene exceso de electrones libres
- Capa p: contiene exceso de huecos, es decir, menor cantidad de electrones que la que tendría el compuesto puro.

Cuando se crea la unión p-n, los electrones libres de la capa n pasan a la capa p y se recombinan con los huecos que hay libres en esa capa. De esta forma, en la zona de la capa n existe una carga positiva al abandonar los electrones libres esta capa. Al contrario, en la capa p existirá una carga negativa. Se forman así dos polos.

Entre las dos capas, o dos polos, existe una “Zona de barrera” o “Zona de Carga de Espacio (Z.C.E.), en la que existe una diferencia de potencial y un campo eléctrico, que va desde la capa n hacia la capa p. Este campo eléctrico hace de la zona ZCE un diodo, que solo permite el flujo de portadores eléctricos (electrones y huecos) en una dirección cada uno.



Las células fotoeléctricas o fotovoltaicas son dispositivos basados en la reacción de superficies metálicas a las radiaciones electromagnéticas. Se aprovechan del efecto fotoeléctrico para transformar la energía lumínica en energía eléctrica. Las células absorben los fotones de luz y emiten un flujo de electrones libres que, gracias al efecto de la unión p-n, recorren el material metálico de la célula. Esta corriente de electrones se aprovecha como energía eléctrica.

3.3. Historia de la célula fotovoltaica

La primera célula fotovoltaica práctica se mostró públicamente el 25 de abril de 1954 en los Laboratorios Bell y sus artífices fueron Daryl Chapin, Calvin Shouter Fuller y Gerald Pearson. Desde este momento las células fueron mejorando gradualmente durante las dos siguientes décadas, mejorando la eficiencia de conversión cada vez más, pero sin reparar en los costes. En un principio estos dispositivos fueron utilizados en aplicaciones espaciales, donde se exigía la mayor calidad posible sin importar el dinero que costara. Ya a partir de la década de los 70, con la extensión de esta tecnología a nuevas prácticas y con la bajada de precio de los materiales utilizados habitualmente, se empezó a considerar el coste y a realizar avances aunando calidad y precio.

3.4. Aplicación de células fotovoltaicas para generación solar: paneles

Los paneles fotovoltaicos están formados por la agrupación de células fotovoltaicas. Aunque se pueden encontrar paneles especiales o incluso fabricar paneles a medida, el número de células habituales de los paneles comerciales es de 36, 60 y 72. Se utiliza estos números de células como medida normalizada para fabricar paneles de distintos tamaños que sean adecuados para los diferentes usos comunes.

Existen varios materiales utilizados para la fabricación de las células de los paneles solares y se sigue investigando en nuevas opciones para maximizar la eficiencia. Sin embargo, debido a la relación eficiencia - coste, el material más utilizado con muchísima diferencia para la fabricación de paneles hoy en día es el Silicio. Se trata de un elemento muy abundante en el planeta. Aunque necesita tratamiento previo de purificación y cristalización antes de poder utilizarse como semiconductor en aplicaciones solares, da unas buenas prestaciones a un coste contenido. En el proceso de fabricación de células de Silicio, se usan otros elementos como dopantes para obtener los semiconductores tipo p o n necesarios para crear la unión p-n. Entre los elementos usados comúnmente están el Boro, Fósforo, Arsénico, Antimonio y Bismuto.

Dentro de los paneles de Silicio, dependiendo del grado de cristalización, existen tres tipos: amorfo, policristalino y monocristalino. Como se verá más adelante, cada tipo tiene distinto rendimiento, y distintas propiedades.

Hoy en día la investigación en todas las energías renovables está en auge, y la energía fotovoltaica no es una excepción. Prueba de ello es la mejora progresiva de la eficiencia de los paneles y su adaptación y aplicación a un número cada vez mayor de casos.

4. CONDICIONES DEL PROYECTO

En este capítulo se analizan todas las condiciones en las que se va a realizar la instalación. Toda la información aquí expuesta sirve como punto de partida para entender el funcionamiento de la instalación y así proceder a su diseño.

4.1. Localización

El departamento del Amazonas es uno de los 32 departamentos que componen Colombia, y es nuestra zona de interés. Esta región del país, cuya capital es Leticia, se sitúa en plena selva amazónica, en el extremo más meridional del país. La ciudad de Leticia se encuentra en un enclave geográfico conocido como hito tripartito, donde el río Amazonas hace de frontera natural entre tres países: Colombia, Brasil y Perú. Al estar completamente rodeada por la selva, Leticia es solo accesible por avión y por barco navegando el Amazonas. Para los poblados indígenas de este departamento la situación es aún peor, pues se sitúan en plena selva, a orillas del río, y carecen de comunicación por tierra con su capital o con cualquier otro poblado cercano y solo se puede acceder en embarcación.



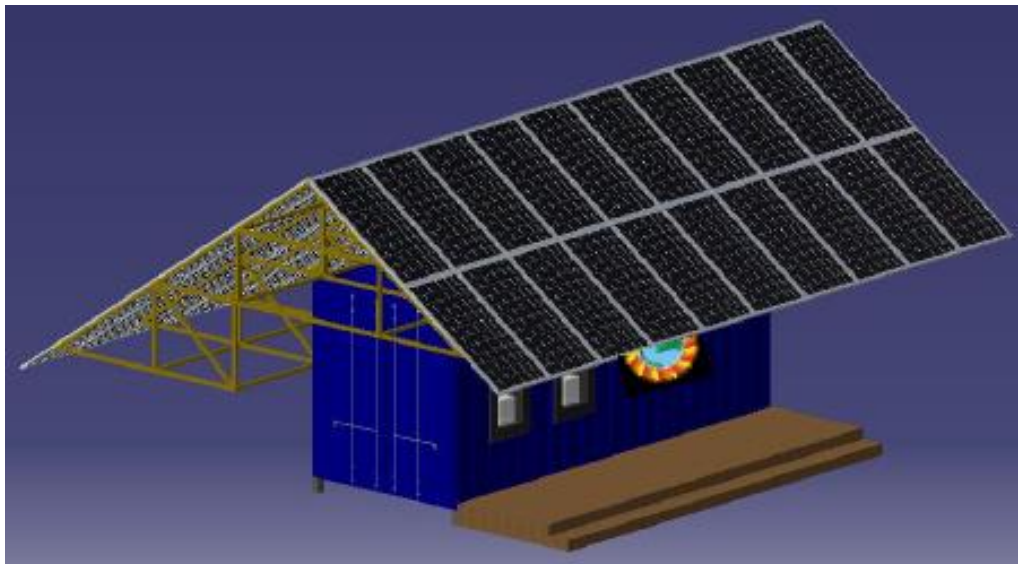
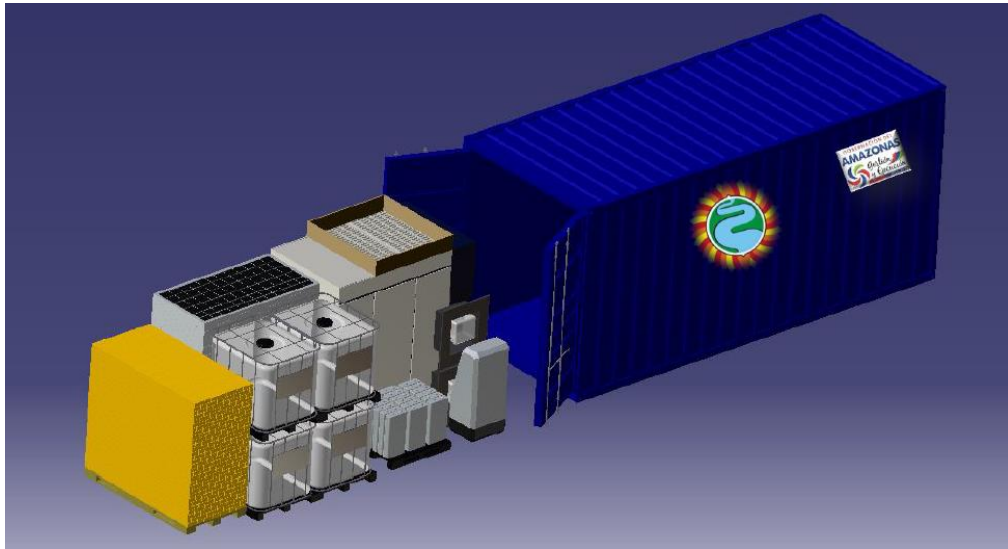
4.2. Requisitos del proyecto

El gobierno de Leticia ha mostrado interés en instalaciones fotovoltaicas aisladas para mejorar las condiciones de los poblados indígenas. Como se ha comentado, el objetivo principal es la depuración de agua para abastecer de agua potable a la población y evitar de esta manera el consumo de agua de ríos, peligrosa para la salud. Como objetivos secundarios, pero también importantes, se quiere iluminar los poblados y establecer un sistema de comunicación vía satélite que sirva para dar y recibir alertas y realizar videoconferencias. Por último, como el objetivo menos prioritario, pero también factible, se puede aprovechar la instalación para realizar algunas actividades de ocio, como puede ser proyectar una película o reproducir música.

Todos los elementos de la instalación que se va a diseñar se transportarán en un contenedor, que servirá después como estructura principal. Una vez montada la instalación, dentro del contenedor se alojarán:

- Un dispositivo de generación de agua por condensación de la humedad del aire, que se explicará de forma breve más adelante.
- Cuatro depósitos de polietileno de calidad alimentaria de 1000 litros de capacidad cada uno para almacenamiento de agua.
- Un sistema de depuración del agua con todos sus elementos: bomba, sistema de tuberías, filtros, lámparas ultravioletas.
- Una o dos fuentes para dispensar agua potable, con sus correspondientes electroválvulas.
- Todos los componentes del sistema eléctrico de la instalación a excepción de los paneles: reguladores de carga, inversores, baterías, monitor de batería, sistema de control y protecciones eléctricas.

A continuación, se muestran dos imágenes que describen gráficamente lo que se espera, tanto para la fase de transporte, como para la instalación final una vez realizado el montaje.



Para el objetivo final, que es la planta fotovoltaica, con el sistema de potabilización de agua, montada y en funcionamiento, se debe diferenciar distintas fases: transporte, diseño y montaje de la estructura, diseño de los dispositivos de condensación y depuración de agua y diseño de la instalación eléctrica. El objetivo de este proyecto es solo este último, el diseño y cálculo de la instalación eléctrica fotovoltaica. Sin embargo, será necesario conocer algunos datos de las otras fases, especialmente de los dispositivos de generación y depuración de agua, pero no se entrará en ellos en detalle.

4.3. Condiciones de uso

Para abordar el diseño eléctrico es necesario entender que se espera de la instalación y cuál será su uso habitual. Para eso se divide en tres bloques los elementos que se quiere abastecer, y se explica cuáles son las condiciones de funcionamiento de cada uno de ellos:

- Generación y depuración de agua: Se sabe que los días lluviosos se recogerá agua de lluvia y se depurará utilizando el dispositivo de depuración de la instalación, y no será necesario utilizar la máquina de generación por condensación. En estas condiciones se pretende poder depurar al menos dos depósitos, es decir, 2000 litros de agua. La cantidad de agua limpia almacenada, que puede ser de hasta 3000 litros (3 depósitos), proporciona una autonomía de varios días, por lo que habrá días en los que se podría prescindir de la depuración incluso, y hacer uso de las reservas.

Por el contrario, en los días o épocas secas, se necesitará generar agua por condensación y luego depurarla. La cantidad de agua generada es mucho menor que la que se puede recoger de lluvia. En estas épocas es importante entonces aprovechar al máximo los dispositivos de adaptación de agua.

Además, se formará a la población, para que hagan un uso racional del agua, restringiendo la cantidad por persona cuando haya escasez. De todas formas, esta cantidad será siempre suficiente para cubrir las necesidades básicas diarias de los habitantes.

- Iluminación del poblado: tendrá unos horarios establecidos, que como se verá más adelante, serán fijos para todo el año. Funcionará todos los días sin excepción.
- Comunicación y ocio: todos los elementos destinados a estos fines serán usados en menor medida, ya que están relacionados con actividades cortas. Muchas de estas actividades además no siguen ningún patrón, como las emergencias médicas o las alertas que se puedan dar. Otras, como la tele enseñanza o algunas actividades de ocio, pueden estar programadas cada semana, pero en cualquier caso serán espacios reducidos de tiempo.

Una vez conocidas estas condiciones de uso de la instalación, que se van a tener en cuenta de aquí en adelante, se puede continuar con el estudio de factores que van a influir en el diseño. Y el siguiente paso que hay que dar es investigar las condiciones

climatológicas de la región que afectan directamente a la generación fotovoltaica y que también están relacionados con las condiciones descritas en este apartado.

4.4. Condiciones climatológicas

En este apartado se hace un estudio de todos los factores climatológicos que afectan en alguna medida a la instalación fotovoltaica. Antes del análisis se muestran algunos conceptos y definiciones necesarios para entender la terminología que se usa más adelante.

4.4.1. Definiciones

- Radiación solar: Es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Es la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y de superficie. Su unidad de medida es W/m^2 .

(Como dato interesante, se sabe que la irradiancia que emite la superficie del Sol es de $63.500 kW/m^2$. Sin embargo, no toda esta irradiancia llega a la Tierra. Al exterior de la atmósfera llega solamente un pequeño porcentaje, que equivale a $1,37 kW/m^2$. Además, cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera terrestre se produce una pérdida de energía por fenómenos de reflexión, difusión y absorción, así que, en promedio, la irradiancia media que llega a la superficie de la Tierra es de $630 W/m^2$).

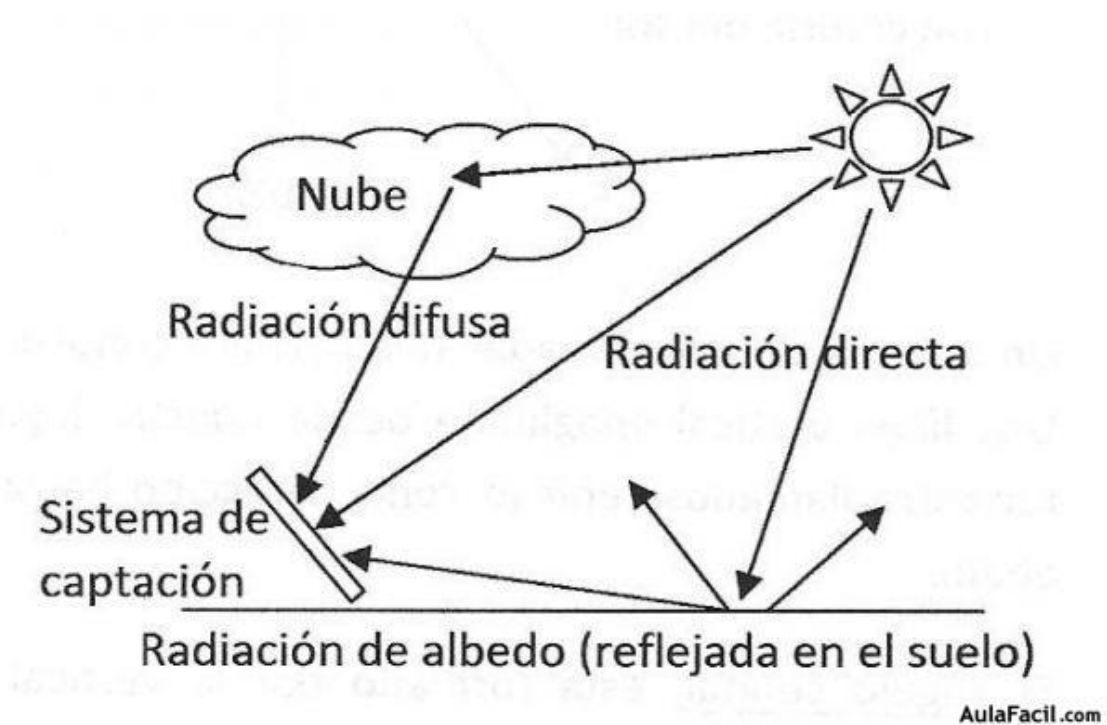
- Irradiación: es la energía incidente en una superficie, por unidad de superficie y de tiempo. Su unidad de medida habitual es el kWh/m^2 o el MJ/m^2

4.4.2. Tipos de radiación

Se diferencia entre tres tipos de radiación solar en función de cómo inciden los fotones sobre una superficie que se encuentra sobre la superficie de la tierra:

- Radiación Directa: Atraviesa la atmósfera y llega directamente desde el Sol hacia un punto de la superficie.

- Radiación Difusa: En su paso camino hacia la tierra se encuentra con nubes y se refleja y cambia de dirección.
- Radiación de Albedo (reflejada): La radiación se refleja en el suelo o cualquier otra superficie cercana para después incidir en otra superficie.
- Radiación global: es el conjunto de todas las radiaciones que recibe una superficie.



4.4.3. Irradiación en Leticia

A la hora de empezar a plantear una instalación fotovoltaica, la irradiación en el lugar de interés es el dato fundamental que se desea conocer. Para determinar este valor se pueden hacer mediciones en dicho lugar con la instrumentación adecuada. Cuando esto no es posible, se puede recurrir a valores tabulados.

Para nuestro proyecto se usa un software llamado PVsyst, que muestra tablas de valores de irradiación global horizontal en cualquier punto del planeta. Los valores que proporciona este programa se obtienen a su vez de Meteonorm, una de las bases de datos climáticas más conocida y fiable del mundo que ha sido construida a base de

mediciones de muchos parámetros durante más de treinta años a través de estaciones climáticas repartidas por todo el mundo y de satélites.

Esta es la tabla que se obtiene para Leticia (Se introducen las coordenadas geográficas, que han sido obtenidas de un mapa: Latitud: 4,2081 Sur; Longitud: 69° 56' 26'' Oeste):

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Lugar **Leticia (Colombia)**

Origen de datos: Meteonorm 7.1, Sat=100%

	Irrad. Global kWh/m ² .día	Difuso kWh/m ² .día	Temp. °C	VelViento m/s
Enero	4.97	2.55	26.6	1.20
Febrero	4.97	2.75	26.5	1.20
Marzo	5.55	2.51	26.5	1.20
Abril	5.47	2.40	26.1	1.09
Mayo	4.90	2.29	26.2	1.09
Junio	4.92	2.16	25.6	0.98
Julio	5.02	2.13	25.8	0.99
Agosto	5.40	2.52	26.6	1.09
Septiembre	5.84	2.68	26.5	1.20
Octubre	5.29	2.71	27.2	1.20
Noviembre	5.23	2.58	26.6	1.20
Diciembre	5.09	2.70	26.7	1.09
Año	5.22	2.50	26.4	1.1

Irradiación global horizontal
 Temp. Exterior Media

Datos adicionales:
 Irradiación difusa horizontal
 Velocidad del viento

Unidades de insolación:
 kWh/m².día
 kWh/m².mes
 MJ/m².día
 MJ/m².mes
 W/m²
 Índice de claridad Kt

En la tabla se pueden ver los valores medios diarios de cada mes. Los datos de interés son los de irradiación global, que contienen el conjunto de radiación directa y difusa. Con este programa, se puede elegir las unidades en las que se quiere el resultado. Por comodidad se ha elegido kWh/m^2 por día.

Como se puede apreciar, los valores de radiación difusa (radiación reflejada en las nubes) equivalen a la mitad de la radiación total. La proporción entre radiación directa y difusa depende de la nubosidad. En días despejados, la radiación directa llega a ser del 90%. Por tanto, la proporción media de radiación directa y difusa que muestra estos datos ya nos da una pista de que se trata de una zona relativamente nubosa.

Se observa que los valores de la radiación global oscilan entre $4,90 kWh/m^2$ en el mes de menos irradiación (mayo) y $5,84 kWh/m^2$ en el mes de más irradiación (septiembre).

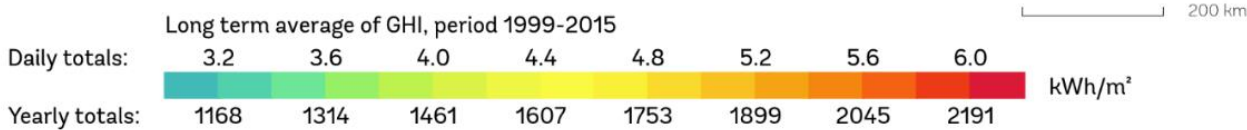
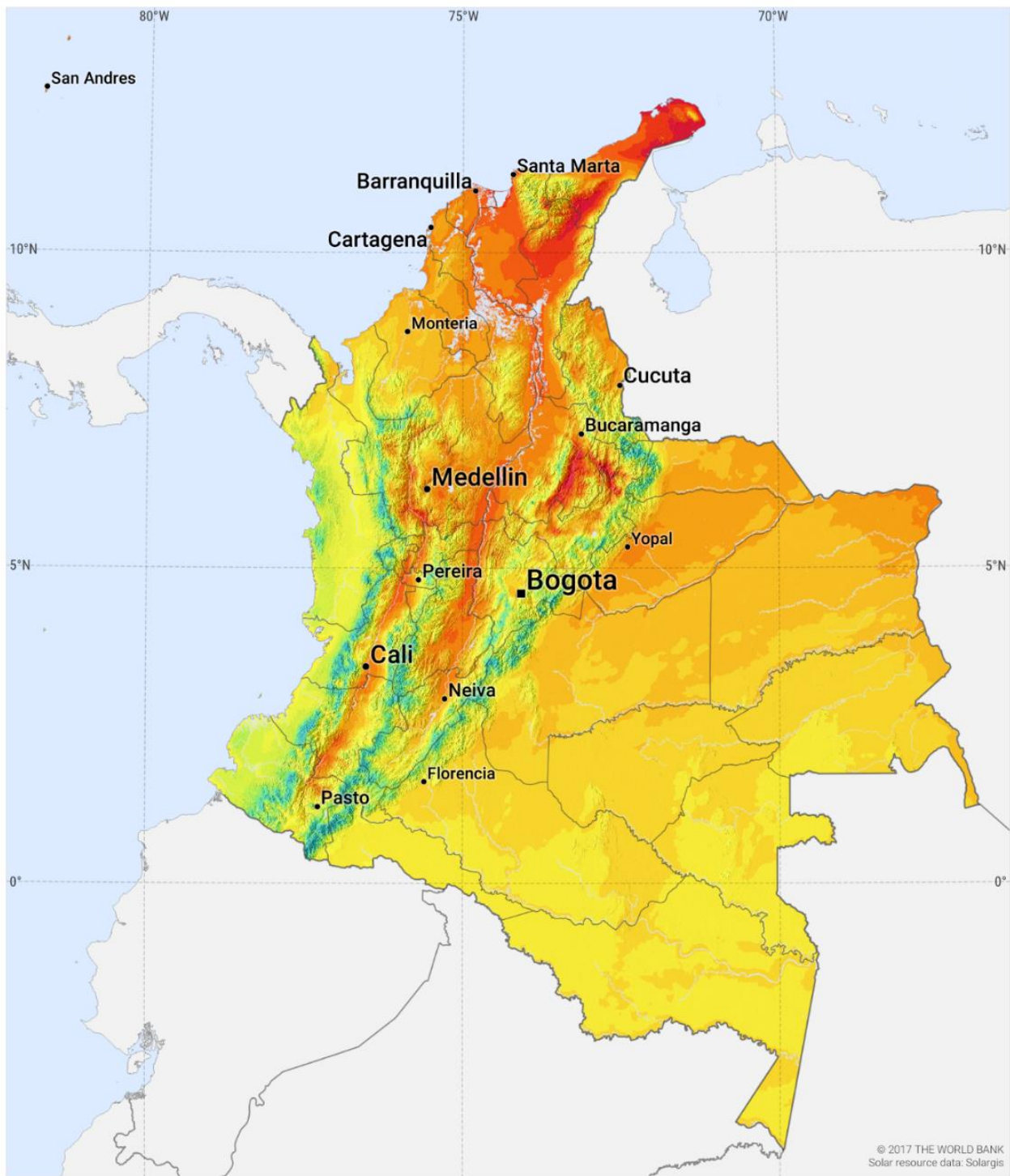
Es una irradiación que varía muy poco a lo largo del año debido a la localización de Leticia, muy cercana al ecuador, en la que la trayectoria solar es prácticamente la misma durante todo el año.

Además, para manejar más de una fuente y cotejar datos, se utiliza el siguiente mapa de irradiación global horizontal en Colombia, que muestra la irradiación media durante el periodo que va desde el año 1999 hasta el 2015. En condiciones de irradiación muy variable en distintas épocas del año, el mapa de irradiación media anual en realidad aportaría poca información útil, pues el valor medio se alejaría mucho de los valores reales de irradiación en muchos meses del año. Sin embargo, para zonas cercanas al ecuador, con una irradiación casi constante a lo largo del año, este mapa si es de utilidad y sirve, como se ha dicho anteriormente, para cotejar datos. Se observa que el valor medio en la región de Leticia, de 5 kWh/m^2 , coincide con el valor medio que proporciona PVsyst.

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

COLOMBIA



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

4.4.4. HSP y HSP corregida

La Hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar, y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 . Una hora solar pico equivale por tanto a 1 kWh/m^2 .

Los datos de irradiación que se han obtenido a través de PVsyst están en estas unidades (kWh/m^2), que equivalen a HSP.

El concepto de hora solar pico se utiliza en generación fotovoltaica por comodidad. Como es lógico, los paneles solares no generan lo mismo durante todas las horas del día. Aunque se tengan días largos, con muchas horas de sol, no se genera el máximo de potencia en cualquier hora del día. Por ejemplo, en las horas centrales del día, cuando el sol está en su punto más alto de la trayectoria que describe, se genera mucho más que en las primeras o últimas horas de luz. De manera intuitiva, se puede entender la Hora Solar Pico, como el número de horas que necesitaría un panel funcionando a su máxima potencia de diseño para generar toda la energía que realmente genera a lo largo de todo el día. Por esto, las HSP siempre será un número menor que el de horas reales de luz.

El valor de HSP, al ser un valor de irradiación, se debe obtener para cada punto del planeta en un determinado momento del año. Depende por tanto de la localización geográfica (latitud) y del periodo del año (mes). El valor de HSP obtenido mediante tablas no se puede utilizar directamente para aplicaciones fotovoltaicas. Es necesario tener en cuenta una serie de factores específicos de cada instalación que afectan a este valor y nos dan las HSP corregidas.

De esta forma, hay que aplicar los factores de corrección a los datos de irradiación obtenidos con PVsyst. Para calcular la irradiación real sobre los paneles hay que tener en cuenta los siguientes parámetros: efectos atmosféricos, la orientación e inclinación de paneles, la presencia de superficies reflejantes cercanas y la presencia de elementos naturales o artificiales que puedan generar sombras en los paneles.

En este estudio se va a desprestigiar el efecto de sombras, que será casi inexistente para nuestra instalación, pues la trayectoria del sol es prácticamente vertical y genera muy pocas sombras, y además no hay elementos naturales o artificiales que puedan provocarlas, pues al ser una instalación sobre un contenedor, este se colocará de forma estratégica para evitarlo.

En nuestro caso, la presencia de superficies reflejantes cercanas y el efecto que puede tener sobre los paneles es imposible de determinar a priori de forma teórica. Este inconveniente es común en muchos diseños de este tipo de instalación, y lo habitual es no tenerlo en cuenta, ya que salvo en casos especiales, no es el factor más influyente.

La fórmula utilizada para calcular la irradiación corregida tiene en cuenta los factores de inclinación, atmosféricos y de orientación:

$$HSP_{\text{corregida}} = H \times k \times k' \times k''$$

Donde:

$HSP_{\text{corregida}} \equiv$ Irradiación corregida

$k \equiv$ factor de corrección para la inclinación del panel

$k' \equiv$ factor de corrección por efectos atmosféricos

$k'' \equiv$ factor de corrección por orientación

- Factor k para el ángulo de inclinación

La inclinación de los paneles es un factor que tiene una importancia vital. Siempre se intenta maximizar la generación de energía en los paneles fotovoltaicos, y para ello es necesario que los rayos de sol incidan de la forma más perpendicular posible, lo que se consigue con un ángulo concreto de inclinación de los paneles. Esto, en general, no es un problema trivial, pues la trayectoria solar no es la misma durante todo el año, y por tanto no existe un criterio homogéneo a la hora de calcular o formular la inclinación óptima de los paneles. Se ven versiones que dicen que la inclinación óptima sería igual a la latitud, otras que dicen que la latitud más 5 o 10 grados, otras que dependen de la estación del año. El IDAE por ejemplo propone los siguientes valores:

Tabla III

<i>Período de diseño</i>	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Como se puede apreciar, la inclinación óptima propuesta es distinta para distintos períodos del año debido a la distinta trayectoria solar. Si la inclinación de los paneles no es ajustable según el período o si los paneles no disponen de sistemas de seguimiento solar, lo habitual es dimensionar la instalación para las condiciones del mes más desfavorable, es decir, para el mes con menos irradiación, con su correspondiente ángulo de inclinación óptimo.

Sin embargo, aunque sirve para comprender la importancia de la inclinación de los paneles, no se puede tomar estos valores directamente. Los valores propuestos por el IDAE están obtenidos para las condiciones de irradiación en España, teniendo en cuenta la localización geográfica, la trayectoria solar y las condiciones climáticas de nuestro país. Aquí, la diferencia entre estaciones y de irradiación media mensual es muy notable, y por eso el ángulo óptimo de inclinación es tan variable de un periodo a otro. Pero para la zona amazónica de Colombia, por su cercanía al ecuador, no existe esta diferencia de estaciones, y la irradiación media mensual es muy parecida a lo largo de todo el año. Esto significa que el ángulo óptimo de inclinación será prácticamente el mismo para todo el año, lo cual es una ventaja, puesto que la inclinación de los paneles no será ajustable en nuestra instalación.

Como es lógico, la mejor posición para los paneles en zonas ecuatoriales o muy próximas es la horizontal, ya que el sol describe una trayectoria tal que los rayos son casi perpendiculares a la superficie terrestre durante todo el año. No obstante, una posición totalmente horizontal no es práctica, ya que se acumularía mucha suciedad sobre los paneles y terminaría por mermar el rendimiento. Conviene tener una pequeña inclinación para permitir que la suciedad resbale sin perder mucha eficiencia por el factor de inclinación.

Para determinar la inclinación que tendrán los paneles y el factor de corrección correspondiente, se podría realizar un cálculo teórico usando las fórmulas existentes para ello, pero por comodidad, se recurre a las tablas existentes para todas las latitudes. Para nuestra zona de interés, de latitud 4° Sur, se tiene:

Latitud = 4°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.99	.97	.97	.97	.98	1	1.02	1.03	1.03
10	1.04	1.02	1	.96	.94	.93	.94	.96	1	1.03	1.05	1.05
15	1.05	1.02	.98	.94	.9	.88	.9	.93	.98	1.03	1.06	1.07
20	1.06	1.02	.97	.9	.85	.83	.85	.9	.96	1.03	1.07	1.08
25	1.05	1.01	.94	.86	.8	.77	.8	.86	.94	1.02	1.07	1.08
30	1.05	.99	.91	.82	.74	.71	.74	.81	.91	1	1.06	1.07
35	1.03	.97	.87	.77	.68	.64	.67	.76	.87	.98	1.05	1.06
40	1.01	.94	.83	.71	.61	.57	.6	.7	.82	.95	1.03	1.04
45	.98	.9	.78	.65	.54	.5	.53	.64	.77	.91	1	1.02
50	.95	.86	.73	.59	.47	.42	.46	.57	.72	.87	.97	.99
55	.91	.81	.67	.52	.39	.34	.38	.5	.66	.82	.93	.95
60	.86	.76	.61	.45	.31	.25	.3	.43	.6	.76	.88	.91
65	.81	.71	.55	.37	.23	.17	.22	.35	.53	.7	.83	.86
70	.76	.65	.48	.3	.15	.12	.13	.27	.46	.64	.77	.81
75	.7	.58	.41	.22	.12	.11	.1	.19	.38	.57	.71	.75
80	.64	.52	.34	.14	.11	.1	.1	.11	.31	.5	.64	.69
85	.57	.45	.26	.12	.1	.09	.09	.09	.23	.43	.57	.62
90	.5	.37	.19	.11	.1	.09	.08	.08	.15	.35	.5	.55

Se observa que con inclinaciones de hasta 15° el factor k se mantiene en unos valores muy próximos a la unidad en todos los meses, por lo que la pérdida de eficiencia en los meses desfavorables (meses con un factor k inferior a la unidad) es muy pequeña y es aceptable. Dentro de estos valores de inclinación, se elige el más grande, de 15°, para dificultar en la mayor medida posible la acumulación de suciedad sobre los paneles.

- Factor k' para efectos atmosféricos:

Suele variar entre 0,75 y 1,20. No existen tablas para este valor, sino que se suele determinar en cada sitio en el que se va a realizar una instalación. La realidad es que para este factor de corrección se toma habitualmente el valor $k'=1$, que es lo que se hace en este proyecto.

- Factor k'' para la orientación de los paneles:

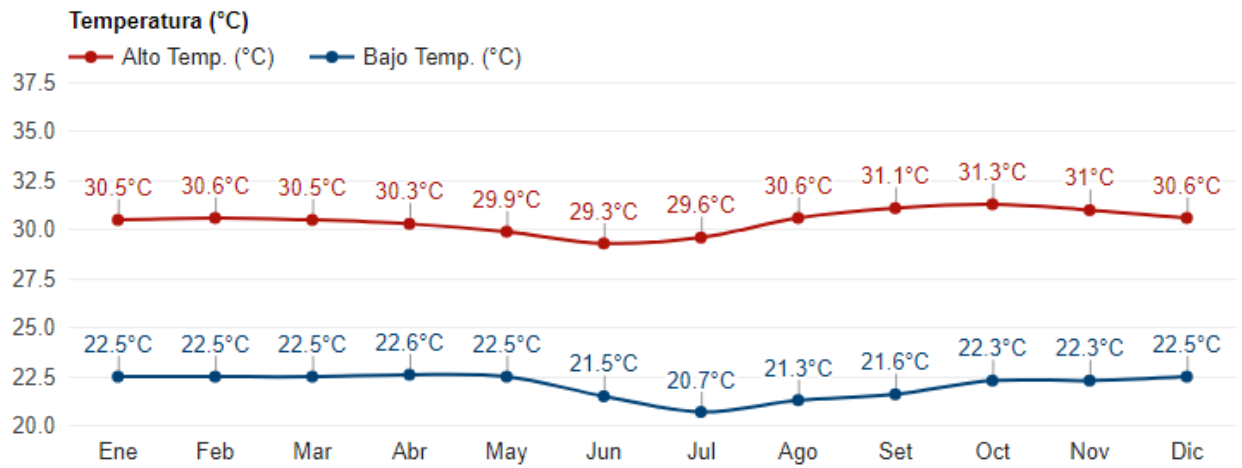
Cuando se quiere realizar una instalación solar en medio de una población o directamente sobre un edificio, muchas veces hay que adaptarse a la disposición de todos los elementos naturales y arquitectónicos presentes. Hay que tener en cuenta las sombras que pueden provocar las edificaciones sobre los paneles y muchas veces hay que adaptarse a la orientación de los tejados sobre los que se colocan los paneles. Esto provoca normalmente una disminución en la irradiación recibida y por eso se introduce este factor de corrección. Sin embargo, nuestros paneles irán sobre un contenedor que se colocará como mejor convenga, sin necesidad de adaptarse a una estructura ya existente, y sin problemas de sombras por parte de otras edificaciones. Por tanto, los paneles tendrán la orientación Norte- Sur, que es la óptima, y para la cual, el factor de corrección toma el valor unidad.

Para obtener la HSP corregida se aplica la fórmula explicada y se construye la siguiente tabla:

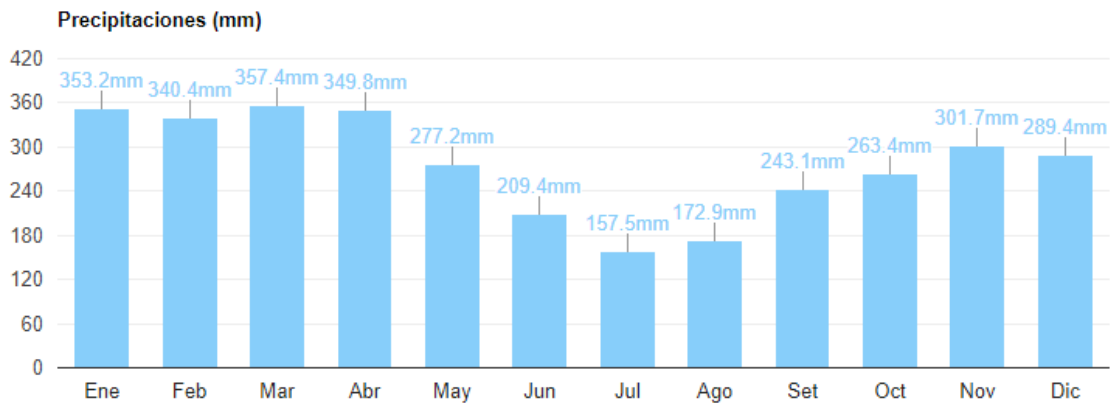
	Irradiación Global (HSP)	Factor de inclinación k	HSP Corregida
Enero	4,97	1,05	5,22
Febrero	4,97	1,02	5,07
Marzo	5,55	0,98	5,44
Abril	5,47	0,94	5,14
Mayo	4,9	0,9	4,41
Junio	4,92	0,88	4,33
Julio	5,02	0,9	4,52
Agosto	5,4	0,93	5,02
Septiembre	5,84	0,98	5,72
Octubre	5,29	1,03	5,45
Noviembre	5,23	1,06	5,54
Diciembre	5,09	1,07	5,45

4.4.5. Temperatura, precipitaciones y humedad

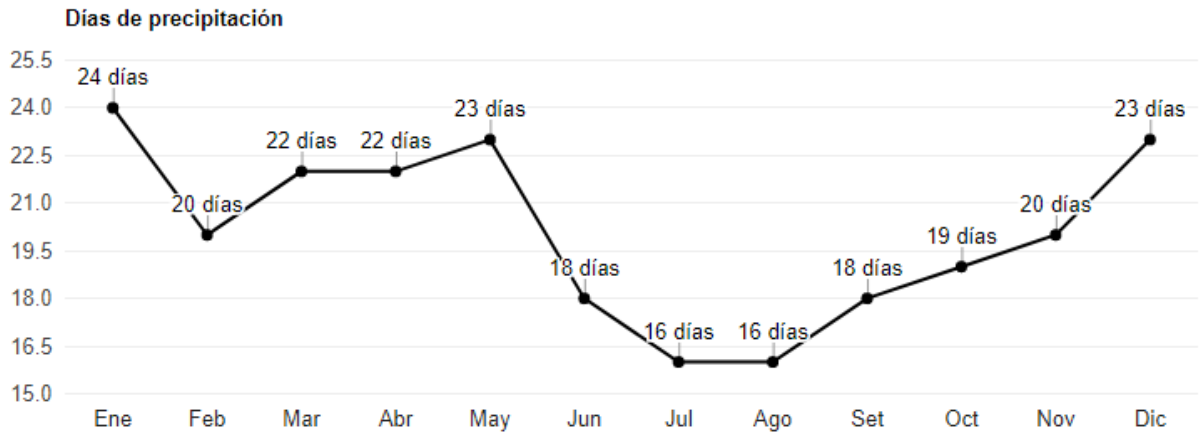
Como se puede ver en la gráfica las temperaturas máximas y mínimas son muy constantes durante todos los meses del año. Además, no hay mucha diferencia entre máximas y mínimas, y este rango de temperaturas es adecuado para la generación fotovoltaica. Como se verá más adelante, el rango de temperaturas es importante para dimensionar el tamaño del regulador.



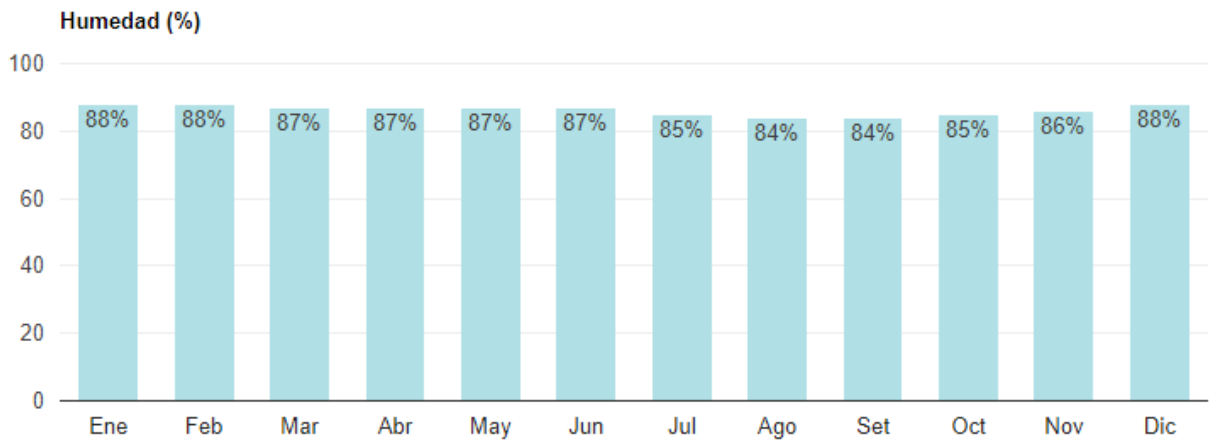
Al contrario que con las temperaturas, las precipitaciones no son del todo constantes. Estadísticamente, los cuatro primeros meses del año son los más lluviosos, y los meses de julio y agosto son los más secos. Como se verá más adelante en el proyecto, la distribución de las lluvias será un dato a tener en cuenta en el dimensionamiento óptimo para el uso previsto de la instalación.



Además de la cantidad de precipitaciones, es interesante conocer cómo se reparten mensualmente los 241 días de media al año de precipitaciones.

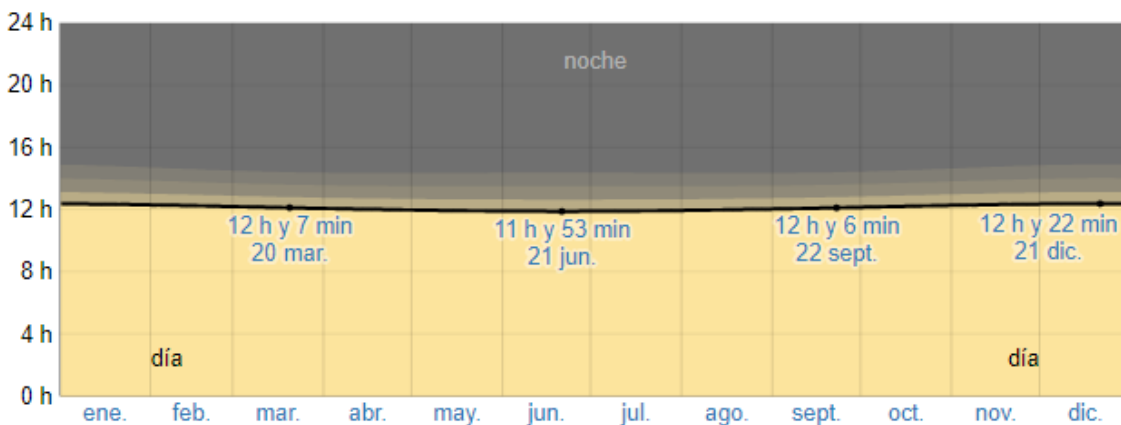


El último dato climatológico interesante para el propósito final de la instalación, aunque no de nuestro proyecto, es la humedad relativa, que como queda expuesto en la gráfica inferior, es muy alta y varía muy poco a lo largo del año.

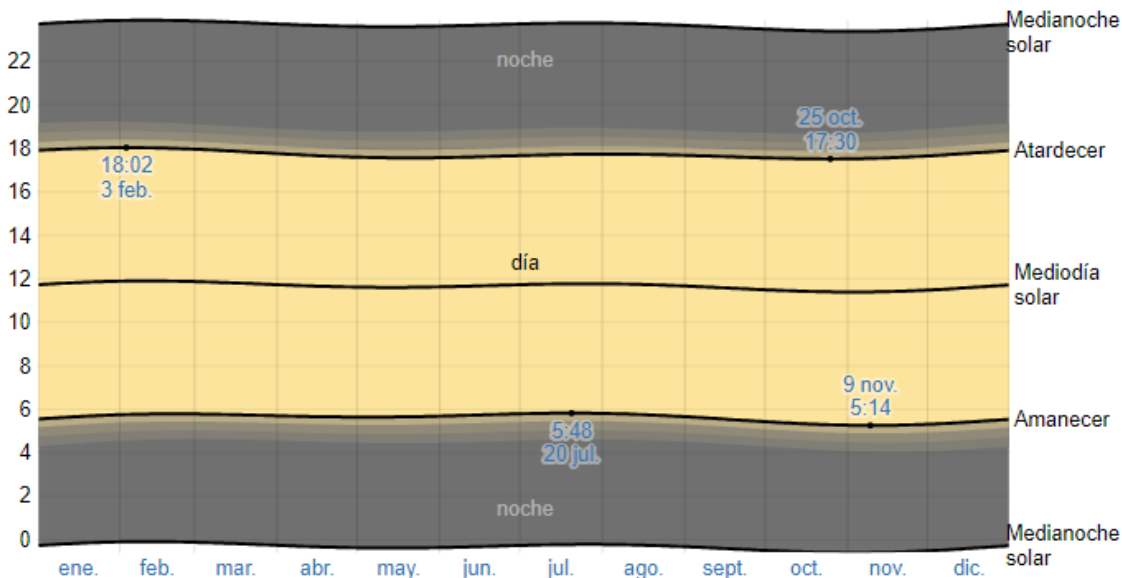


4.4.6. Horario solar

La zona de Leticia está muy próxima al ecuador, dónde no hay diferenciación de estaciones en cuanto al horario solar. Los días duran prácticamente lo mismo durante todo el año, y hay 12 horas de día y 12 horas de noche aproximadamente, como se puede ver en el siguiente gráfico:



Además, la distribución de las horas de luz es interesante para programar la iluminación de la aldea. Amanece cada día entre las 5 y las 6 de la mañana, y anochece entre las 5 y las 6 de la tarde.



Estos datos nos permiten estimar los intervalos de generación solar y el tiempo de iluminación nocturna necesario.

5. ELEMENTOS DE CONSUMO

En este capítulo se describen los elementos que van a consumir la energía generada por los paneles fotovoltaicos. Estos forman parte de varios sistemas independientes, que funcionarán en momentos concretos del día y en ocasiones de forma simultánea con otros sistemas. Una vez analizado cada sistema, se hablará con detalle de los espacios de tiempo en los que funciona cada sistema y de la simultaneidad que pueden tener. No se van a elegir modelos comerciales de los distintos elementos, así que se usará como dato necesario para nuestro proyecto la potencia conocida de algunos elementos y una potencia estándar de otros.

5.1. Elementos para la condensación de agua

El primer sistema que se va a alimentar es el de condensación de agua, que se consigue con un ciclo de compresión mecánica simple. Se impulsará una corriente de aire húmedo a través del foco frío del ciclo frigorífico, donde por la diferencia de temperatura se condensará en una superficie destinada a este fin y se recogerá el agua en un depósito. Este sistema es con diferencia el que más energía demanda, y no se alimentará nunca desde baterías, sino que se pondrá en marcha en las franjas horarias en las que la generación fotovoltaica sea suficiente para abastecer el sistema. El diseño y cálculo de este sistema es objetivo de otro estudio, y está por tanto fuera del alcance de este proyecto. Sin embargo, es necesario conocer los elementos eléctricos que intervienen en él y la potencia que demandan para poder estimar la energía que van a consumir. Se sabe que la solución escogida constará de tres compresores, de 3 kW de potencia cada uno, y de un ventilador de 750 W.

La decisión de utilizar tres compresores de menor potencia en lugar de uno solo más grande se toma para poder aprovechar más horas cada día para la producción de agua por condensación. Al dividir la tarea de compresión en tres elementos que consumen una tercera parte cada uno y que pueden funcionar de forma independiente, se puede escalonar la condensación para maximizar la cantidad de agua producida cada día. Cada compresor proporciona la capacidad de producir 15 l/h de agua. Se arrancará un solo compresor en el momento que la generación eléctrica sea suficiente para abastecerlo, y posteriormente se van encendiendo los otros cuando sea posible.

Trabajando de esta forma, habrá momentos del día en los que trabaje un solo compresor, produciendo 15 l/h, momentos en los que trabajen dos, produciendo 30 l/h, y momentos en los que funcionen los 3 simultáneamente y den la máxima producción de este sistema de 45 l/h. También hay espacios de tiempo, cuando amanece y cuando atardece, que los paneles están produciendo energía, pero no lo suficiente como para abastecer a un solo compresor. Durante estos periodos la energía va destinada a recargar baterías o a abastecer otros sistemas.

Además, como se verá más adelante, en la franja horaria de máxima generación eléctrica, la energía producida es superior a la que demanda el sistema de condensación, por lo que se puede alimentar otros sistemas de forma simultánea o recargar baterías.

- Compresores

La función del compresor es proporcionar el salto de presión en el ciclo de compresión mecánica simple. Este es un ciclo frigorífico que utiliza un líquido refrigerante y cuya misión es extraer calor de un foco frío, que servirá para proporcionar una diferencia de temperatura respecto a la temperatura ambiente, necesaria para condensar la humedad del aire.

Como se ha comentado anteriormente, se utilizan tres de 3 kW cada uno, alimentados en CA. Para este proyecto con conocer este consumo de potencia es suficiente. El cálculo del compresor y el diseño o selección de un modelo comercial está fuera del alcance.



- Ventilador

La función del ventilador dentro del sistema de condensación es impulsar el aire húmedo a través del sistema, para que se condense la humedad en las superficies de condensación dispuestas en el foco frío.

El diseño o la selección de un ventilador comercial está fuera del alcance. Lo que interesa para nuestro proyecto es la potencia que consume, que es de 750 W.



5.2. Elementos para la depuración de agua

El agua recolectada, ya sea producida a partir de humedad con el sistema de condensación o recogida directamente de lluvia, no es apropiada para el consumo directo. Es necesario llevar a cabo una depuración para su uso potable. Para ello, se hará recorrer el agua, impulsada por una pequeña bomba, por un circuito de depuración que constará de varios filtros de distintos espesores y de lámparas de luz ultravioleta. Mediante los filtros se eliminan las partículas en suspensión, y mediante el tratamiento de luz ultravioleta se desinfecta el agua para hacerla potable.

Este sistema de depuración contiene dos elementos, que son la bomba y las lámparas ultravioletas, que es necesario alimentar desde las baterías o directamente desde los generadores.

- Bomba

La bomba se encarga de impulsar el agua recogida y almacenada a través del circuito de depuración. Una vez depurada, el agua se almacena en los depósitos de agua limpia lista para consumir. La bomba debe ser de acero inoxidable para que no haya problemas de corrosión debido a la alta humedad.

Se sabe que la bomba que se instalará consumirá 750 W.



- Lámparas Ultravioleta

Se utilizan 2 en el sistema de depuración del agua. Su función es la desinfección. Consumen 25 W cada una.

5.3. Elementos para el sistema de iluminación

La iluminación nocturna de los poblados tiene que ser alimentada desde las baterías siempre, ya que en horario nocturno no hay generación solar. Se emplearán bombillas LED de bajo consumo. Se estima que se usarán 20 bombillas. Si al final se decide usar alguna más o alguna menos no será muy importante, ya que supone una variación en el consumo pequeña.

Existen Led de muchas potencias distintas e infinidad de marcas y distribuidores. Para este trabajo se va a considerar una potencia de 18 W por bombilla. A la hora de comprar las bombillas, si se quiere que el consumo se ajuste al de los cálculos aquí realizados, tendrá que elegirse el mismo número de bombillas y de la potencia descrita.

5.4. Elementos para comunicación y ocio

Aquí se describen los elementos que van a formar parte del sistema de comunicación. Algunos también se pueden usar para actividades lúdicas.

- PC y monitor

Un ordenador de gama media junto a los periféricos necesarios (Monitor, teclado, ratón) consume en promedio de 180 W.

- Proyector

Se necesita un proyector Led que servirá para ocio, aprendizaje y telemedicina. Un proyector que se acople a las necesidades descritas consume 50 W

- Sistema de transmisión-Recepción vía satélite (DBS)

Se desea que sea posible instalar un sistema para mantener comunicación vía satélite con Leticia, ya que es un medio que no necesita mantenimiento, lo cual lo hace especialmente apropiado para ambientes hostiles y aislados, como es el caso de los pablados en plena selva amazónica. Para ello es necesario disponer de una antena parabólica satelital, de un módem satelital (satmodem) con su correspondiente conversor-amplificador de señal y un equipo de control, que puede ser el ordenador que ya se pensaba incluir en la instalación.

No se pretende establecer una comunicación constante, así que el uso de este medio de comunicación será esporádico, y servirá principalmente para recibir o mandar alertas.

En este proyecto no se van a seleccionar modelos comerciales concretos ni se va a profundizar en las características de estos sistemas de comunicación. Se tendrá en cuenta únicamente el consumo de potencia promedio del sistema, de 60W.

6. DETALLES DE CONSUMO

A continuación, se realiza un análisis del consumo de energía. Gracias a esta estimación se podrá dimensionar la instalación completa. Para ello es necesario conocer cómo funciona la instalación al detalle, es decir, en qué momento funciona cada elemento de consumo, durante cuánto tiempo lo hace, si funciona de forma simultánea a otros elementos y si puede ser alimentado desde las baterías o por el contrario solo funciona con generación directa desde paneles.

6.1. Estimación de tiempos:

- Bomba: con la bomba que se instalará, que proporciona aproximadamente 1,3 l/s de caudal, se necesitan 770 segundos para depurar uno de los depósitos de 1000 litros de agua sucia. Se desea, siempre que sea posible, depurar dos veces esta cantidad, por tanto, se necesitan 1540 segundos, que traducido a minutos son aproximadamente 26 minutos. Por tanto, redondeando hacia arriba para tener un pequeño margen, la estimación de tiempo de funcionamiento diario de la bomba que se utilizará será media hora (30 min)
- Lámparas UV: funcionan al mismo tiempo que funciona la bomba, es decir, media hora (30 min)
- Iluminación nocturna: se sabe la cantidad de horas de día y noche en la región (12 horas cada uno) y la distribución de las horas de luz. Durante todo el año amanece en torno a las 6 de la mañana y anochece a las 6 de la tarde. Se considera que no es necesario iluminar la aldea durante las 12 horas de noche. Se puede programar la iluminación para que funcione en los momentos de oscuridad en los que hay actividad en la aldea, dejando las horas centrales de la noche, cuando todo el mundo duerme, sin iluminación. De esta forma, se estima que con 8 horas de iluminación diaria es suficiente.
- PC: se estima que el ordenador será usado como máximo durante 2 horas al día.
- Proyector: es difícil hacer una predicción certera del tiempo de uso diario del proyector. Su uso está destinado a urgencias médicas (telemedicina) que no se pueden predecir. También se usará para enseñanza a distancia, pero seguramente no se imparta enseñanza todos los días. En cuanto a su uso para el ocio, también se prevé un uso esporádico. Se estima que la media de uso diario no será superior a 1h y 30 minutos.

- Comunicación satélite: al igual que el proyector, el uso será esporádico y difícil de predecir con exactitud. Se estima una hora diaria de uso.

En la siguiente tabla se recoge el consumo de todos los elementos para los que se ha estimado el tiempo de utilización diario. Se ha considerado, que cualquiera de estos elementos puede funcionar de forma simultánea.

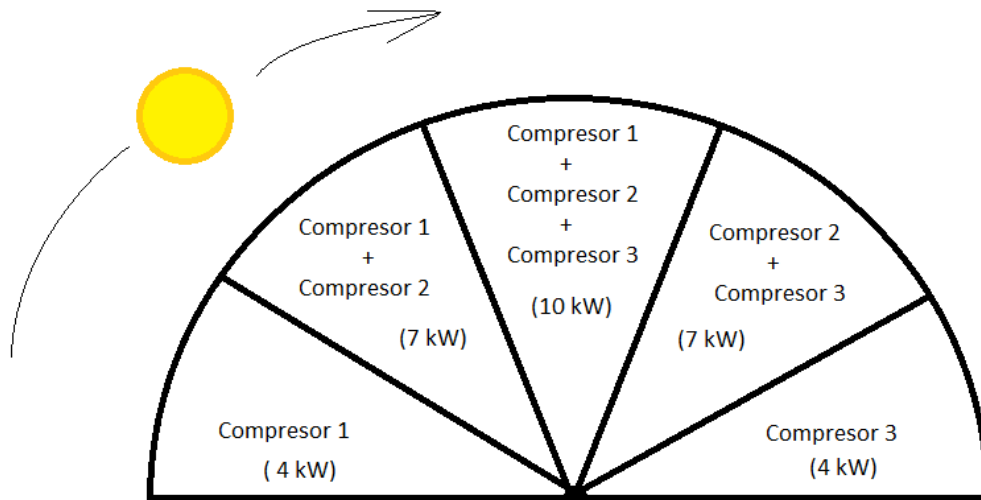
Elemento	Número	Potencia (W)	Horas / día	Simultaneidad	Energía / día (Wh/día)
Bomba	1	750	0,5	100%	375
Lámpara UV	2	25	0,5	100%	12,5
Luces LED	20	18	8	100%	2880
PC	1	180	2	100%	360
Proyector	1	50	1,5	100%	75
Comunicación Satélite	1	60	1	100%	60
TOTAL					3762,5

6.2. Estimación de tiempos para compresores

Para el dispositivo de condensación de agua se realiza un análisis de consumo por separado. Como se dijo anteriormente este dispositivo demanda mucha potencia y funciona durante mucho tiempo. Esto se traduce en un gran consumo de energía. Por tanto, como se demostrará después con algunos cálculos, no es factible intentar dimensionar la instalación para que este dispositivo pueda funcionar con energía almacenada en baterías, y menos aún que tenga algunos días de autonomía, pues se necesitarían demasiadas baterías. Por ello, se he decidido que la condensación tendrá lugar solo cuando la generación directa de los paneles sea suficiente. En la toma de esta decisión se ha tenido en cuenta los factores climáticos. En los días soleados, cuando no se puede recoger agua de lluvia y es necesario generarla por condensación, es cuando se tendrá una producción solar máxima suficiente para abastecer todos los sistemas. Por el contrario, en días lluviosos, aunque este dispositivo no se pueda poner en marcha por la baja producción solar, no será necesario, pues se recogerá agua de lluvia y solo se pondrán en marcha el resto de los sistemas, que consumen mucha menos energía y para los que si se habrá calculado un set de baterías que proporcione varios días de autonomía.

Este sistema de condensación consta de tres compresores, que se irán poniendo en funcionamiento secuencialmente a medida que la generación de energía sea suficiente.

De esta forma, cuando se alcance 4 kW de generación eléctrica (3 kW compresor + 1 kW ventilador), se pondrá en marcha el ventilador y el primer compresor. Cuando se alcancen 7 kW y 10 kW de generación, empezarán a funcionar el segundo y el tercer compresor respectivamente. Una vez se llega a este punto, los tres compresores trabajan al mismo tiempo durante un tiempo. Después, a medida que la generación decae y no es suficiente para abastecer el conjunto entero, se van desconectando secuencialmente los compresores, tal y como se muestra en el esquema.



Para controlar el arranque y apagado de compresores se utilizará un PLC, dispositivo que se explicará más adelante.

La estimación real del tiempo de cada etapa es muy complicada de calcular de forma teórica, pero se podría medir fácilmente de forma práctica. Entre otros factores, la cantidad de energía que se produce en cada instante depende de la potencia pico instalada. A mayor potencia pico instalada, antes se llega a los valores umbrales para ir activando compresores, y más tiempo podrán funcionar estos, maximizando la generación de agua.

En este trabajo es imposible entrar en un nivel detallado de la estimación de tiempos, por lo que se hace una aproximación simple. Se sabe que los días duran 12 horas, de las cuales, se van a descartar 2 horas, en las cuales no se puede poner en marcha ni un solo compresor. Las otras 10 horas se reparten a partes iguales entre las 5 etapas del esquema, 2 horas cada una.

En la siguiente tabla se muestra la estimación de la energía diaria consumida por este dispositivo de condensación de agua.

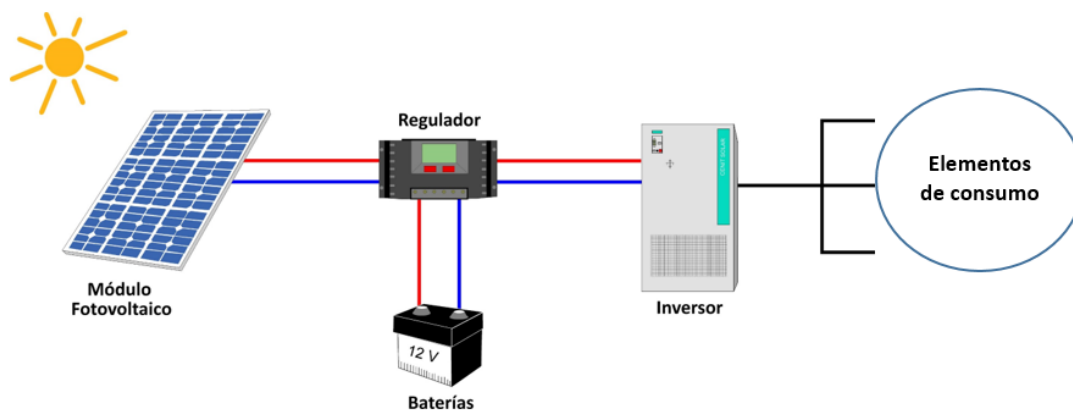
	Potencia (W)	Horas/día	Energía (Wh/día)
Compresor 1	3000	6	18000
Compresor 2	3000	6	18000
Compresor 3	3000	6	18000
Ventilador	1000	10	10000
TOTAL			64000
Etapa 1	4000	2	8000
Etapa 2	7000	2	14000
Etapa 3	10000	2	20000
Etapa 4	7000	2	14000
Etapa 5	4000	2	8000
TOTAL			64000

Como se puede apreciar, la energía consumida, de 64 kWh diarios, es muchísimo superior a la que consume el resto de elementos juntos, que ronda los 4 kWh diarios. Como se advirtió, y a la vista de estos resultados queda, es obvio que no se puede instalar un sistema de baterías para almacenar tal cantidad de energía.

7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

7.1. Esquema básico de la instalación

La instalación fotovoltaica se puede dividir en cuatro elementos principales que se encargan de las funciones principales, a saber: captación de energía, regulación, acumulación de energía e inversión de tensión. Los elementos deben conectarse entre ellos y dotarse de las protecciones pertinentes para que funcione correctamente todo el conjunto de la instalación. Como se muestra en el esquema, estos elementos son: los módulos fotovoltaicos, el controlador o regulador de carga, las baterías y el inversor solar.



7.2. Captación de energía

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de captar la energía procedente de la radiación solar y transformarla en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico.

Los paneles fotovoltaicos están formados por la agrupación de células fotovoltaicas. Aunque se pueden encontrar paneles especiales o incluso fabricar paneles a medida, el número de células habituales de los paneles comerciales es de 36, 60 y 72. Se utiliza estos números de células como medida normalizada para fabricar paneles de distintos tamaños que sean adecuados para los diferentes usos comunes.

Existen varios materiales utilizados para la fabricación de paneles solares y se sigue investigando nuevas opciones para maximizar la eficiencia. Sin embargo, debido a la relación eficiencia - coste, el material más utilizado con muchísima diferencia para la

fabricación de paneles hoy en día es el Silicio. Se trata de un elemento muy abundante en el planeta. Aunque necesita tratamiento previo de purificación y cristalización antes de poder utilizarse como semiconductor en aplicaciones solares, da unas buenas prestaciones a un coste contenido. En el proceso de fabricación de células de Silicio, se usa algún otro elemento como dopante para obtener los semiconductores tipo p o n necesarios para crear la unión p-n. Los elementos usados comúnmente son Boro, Fósforo, Arsénico, Antimonio y Bismuto.

Dentro de los paneles de Silicio, dependiendo del grado de cristalización, existen tres tipos: amorfo, policristalino y monocristalino. Cada tipo tiene distinto rendimiento, y distintas propiedades.

El rendimiento de los paneles fotovoltaicos se define como el resultado de la división entre la máxima potencia de generación eléctrica y la potencia luminosa que se aplica sobre el panel. El rendimiento está asociado a la estructura cristalina del panel, y no hay grandes variaciones de rendimiento dentro de una misma estructura.

Por otro lado, independientemente del tipo de estructura, sí que se pueden encontrar paneles de potencias muy distintas, comprendidas normalmente entre los 50 W y los 350 W. Todos los módulos comerciales trabajan en un intervalo de tensiones pico que van desde 17 a 31 V. La intensidad pico es propia de cada modelo. Todas estas características de funcionamiento siempre son proporcionadas por el fabricante mediante una tabla de datos y con una curva I-V.

7.2.1. Tipos de paneles

- Células de silicio amorfo:

Tiene como principales ventajas el bajo coste y la capacidad de funcionar con menos luz. Además, también puede ser de un espesor mucho más fino que las células monocristalinas.

Como inconvenientes graves están su baja eficiencia de conversión (aprox 7%) frente a los otros tipos y su alta degradación que acorta su tiempo de vida útil.

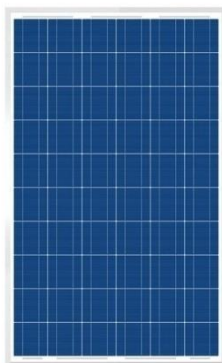
Por todo esto, este tipo de células no se usa en instalaciones de generación eléctrica, sino como complemento en algunos aparatos. Un ejemplo claro de este uso son las calculadoras que se recargan con el sol.

- Células policristalinas:

Este tipo de célula tiene un rendimiento que se sitúa el 14 y el 16 %. Es ligeramente más económica que la célula monocristalina, pero el rendimiento es un poco más bajo.

Se pueden cortar directamente en forma cuadrada, lo cual es una ventaja frente a la célula monocristalina que debe tener bordes redondeados.

Este tipo de panel tiene un funcionamiento mejor con temperaturas altas que el monocristalino.



- Células monocristalinas:

Presentan el rendimiento más alto, comprendido entre el 16 y el 17%. Sin embargo, son más caros y presentan una bajada muy acusada de rendimiento con temperaturas altas. También necesitan un mantenimiento más exhaustivo. Por estas razones no se elegirá este tipo de panel para nuestra instalación.



7.3. Regulación:

Esta función la cumple el regulador o controlador de carga. La intensidad y tensión producida por los módulos fotovoltaicos es transferida hacia las baterías, pero antes debe ser controlada para asegurar que es adecuada para las baterías, protegiendo así la vida de los acumuladores durante el proceso de carga y descarga. Los aparatos reguladores se encargan de las siguientes funciones:

- Control de sobrecargas, desconectando las baterías cuando estas están al cien por cien de su capacidad máxima.
- Evitar la descarga hacia las placas en horas con radiación baja o nula.
- Control de descarga, evitando sobrepasar la profundidad de descarga máxima, que es un valor que proporciona cada fabricante para sus baterías.

Las características importantes de un regulador de carga son: la tensión de trabajo, es decir, la tensión que hemos fijado para la instalación; la intensidad máxima de entrada (que es la proporcionada por los paneles); y la intensidad máxima de salida, que es la que requiere la entrada del siguiente elemento, que es el inversor.

Es importante mencionar que los mejores reguladores para aplicación solar son los de tipo MPPT (Maximum Power Point Tracking) o maximizadores, que consiguen la extracción de la máxima potencia de los paneles. Como la radiación solar que afecta a los módulos tiene un carácter muy variable debido a muchos factores (como la latitud, la orientación, la estación, la hora del día, temperatura), es necesario determinar cíclicamente el punto de máxima potencia de la curva $V \times I$ del generador fotovoltaico para obtener la máxima eficiencia energética. Estos reguladores normalmente permiten una intensidad de salida máxima superior. Mientras que en reguladores convencionales la intensidad máxima es de 60 A, la de este tipo llega hasta los 100 A. De esta forma es posible asociar mayor número de paneles en serie y utilizar menos reguladores.

7.4. Acumulación de energía:

Este es el propósito de las baterías. La energía eléctrica necesita ser almacenada de forma que tanto las horas nocturnas o las horas en un día en las que no hay radiación suficiente, como los días en los que por incidencias climatológicas no disponemos de esta, podamos disponer de un suministro garantizado. El sistema de acumulación se diseña para un número de días de autonomía de reserva que es fijado previamente.

Los parámetros importantes para las baterías son: la capacidad de almacenamiento, que se mide en Ah; la tensión de trabajo de las baterías, que coincidirá con la tensión de la instalación; y su intensidad de trabajo, también acorde a los parámetros de la instalación.

7.4.1. Tipos de baterías

- Monoblock: para pequeñas instalaciones, con una relación calidad- precio equilibrada. Es una buena opción para instalaciones aisladas con consumos pequeños y esporádicos.
- Baterías AGM: son baterías que no necesitan mantenimiento. Sin embargo, tienen un número de ciclos menor que otros tipos, por lo que no son las más adecuadas si se va a realizar un consumo diario y se espera una vida útil muy larga.
- Baterías estacionarias: Son las baterías que presentan una vida útil más larga a la vez que necesitan un mantenimiento mínimo, por lo que son perfectas para instalaciones en las que se va a realizar consumo diario durante largos períodos de tiempo. Están compuestas por acumulación de vasos, normalmente de 2V cada uno, aunque los hay de otras tensiones (hasta 16 V).
- Baterías de litio: ocupan menos espacio que las demás y tampoco necesitan mantenimiento. Presentan el tiempo de carga más rápido. Se pueden realizar descargas totales sin dañar la batería. El problema actual de este tipo de baterías es su elevado coste.

Para almacenamiento de energía fotovoltaica aislada que funcionan diariamente, las baterías más usadas son las estacionarias. Normalmente se usan vasos de 2 V de tensión. Para conseguir las condiciones de tensión de la instalación se deberán asociar estos vasos en serie. Y para conseguir la capacidad que se necesita se asocian en paralelo.

Hay que tener en cuenta otra característica propia de las baterías, ya mencionada antes, llamada profundidad de descarga. Este valor es la máxima cantidad de energía que podemos extraer de la batería sin que afecte a su funcionamiento. Para las estacionarias los valores típicos de profundidad de descarga son 0,6 y 0,7. Pueden funcionar con otras profundidades de descarga, pero a mayor profundidad, menor vida útil de la batería. Los valores típicos son los que ofrecen una mejor relación capacidad – vida útil.

7.5. Inversión de tensión:

Es tarea del inversor solar. Una vez se dispone de energía, de generación directa de paneles o almacenada en baterías, ésta se descarga por los reguladores hacia el inversor. Este elemento transforma la energía en forma de corriente continua en corriente alterna y modifica el valor de la tensión para adaptarlo a la tensión típica de consumo. En muchos países, como en España, esta tensión de consumo es de 230 V. En Colombia la tensión doméstica sin embargo es de 110 V. Este dato es importante, ya que para el diseño de la instalación se usará 230 V como tensión de salida, y las cargas de consumo deben funcionar con esta tensión. Los elementos que se instalen en la puesta en marcha funcionarán con este valor de tensión, pero se tiene que tener en cuenta para futuras ampliaciones de la instalación. También se debe advertir a la población, de que si quiere conectar un nuevo aparato, que ha obtenido en Colombia, es muy posible que necesite un transformador para convertir los 230 V de AC en los 110 V de AC. Estos pequeños transformadores son muy económicos, por lo que esto no supondrá un problema en el futuro. Además, muchos dispositivos eléctricos incorporan su propio transformador y acepta directamente diferentes valores de tensión.

La tensión de entrada del inversor deberá corresponderse con la fijada para la instalación. Los valores típicos para fotovoltaica van desde los 12 V hasta los 48 V. Un parámetro importante de este aparato es su rendimiento, que indica las pérdidas de energía que se producen en la transformación. Los valores que se manejan en la actualidad son desde el 90 % hasta el 96 %, siendo los inversores más modernos los que consiguen la mejor eficiencia.

Algo importante a tener en cuenta es, que un inversor proporciona una potencia máxima de abastecimiento para un instante y esta debe comprender la suma de la potencia de todos los elementos de la instalación que se desean alimentar simultáneamente en un momento determinado. Además, el inversor debe ser capaz de admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 200% de su potencia máxima para hacer frente a la alta potencia demandada en el instante de arranque de algunos dispositivos eléctricos. Este valor siempre viene especificado en las características de cada inversor como potencia pico.

En el mercado podemos encontrar inversores de muchos tipos. Los más interesantes son los de onda sinusoidal pura. Además, los hay para redes monofásicas y para redes trifásicas que manejan distintas potencias. Además, aunque no se usará uno de este tipo,

cabe mencionar la existencia de inversores cargadores, que permiten la conexión de un grupo electrógeno para cargar las baterías y alimentar el sistema.

Por último, hay que conocer las posibilidades que ofrecen los inversores a la hora de conectarse entre ellos. Es habitual su asociación en paralelo para proporcionar redes trifásicas a partir de inversores monofásicos o para aumentar la potencia total.

7.6. Rendimiento global de la instalación

Antes de empezar a calcular los componentes de la instalación, es importante saber que la generación de esta se ve afectada por el rendimiento de todo el conjunto de elementos que forman parte de ella. Se tiene que hacer el dimensionamiento teniendo en cuenta las pérdidas que se van a tener. Si se dimensiona para abastecer justo la demanda de energía estimada, sin contar las pérdidas, la realidad será que la energía aprovechable es menor de la calculada y no podremos abastecer los consumos.

Para solucionar esto, hay dos métodos. El primero de ellos, aplicado por muchos proyectistas, consiste en aplicar directamente un factor de seguridad del 20%. Se aumenta en este porcentaje la estimación de energía requerida, y se dimensiona la instalación para satisfacer esta demanda aumentada. El otro método es calcular el rendimiento de la instalación o aproximarlos mediante fórmulas, si se conocen los rendimientos de todos los componentes. Aquí se hará un estudio simple de los rendimientos de los componentes eléctricos y cómo calcular a partir de ellos el rendimiento global de la instalación, aunque en la práctica, por comodidad y por ser una buena solución, se suele usar directamente el factor de seguridad.

Para calcular el rendimiento global se usará la siguiente expresión:

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) \cdot (1 - k_a \cdot N / P_d)$$

Donde:

k_b = *factor de pérdidas en baterías*

k_i = *factor de pérdidas en inversores*

k_r = *factor de pérdidas en reguladores*

k_v = *otras pérdidas*

k_a = factor de pérdidas por autodescarga de baterías

N = días de autonomía de baterías

P_d = Profundidad máxima de descarga de baterías

Los factores de pérdidas de cada componente eléctrico (k_b, k_i, k_r) son el valor inverso de su rendimiento. También se considera un coeficiente de pérdidas k_v para otras pérdidas, como puede ser por ejemplo las producidas en los cables por el efecto Joule, que es la pérdida de energía en forma de calor. Por último, algunos de los parámetros característicos de las baterías, como su autonomía, profundidad de descarga y autodescarga) también deben ser tenidos en cuenta.

Los valores típicos para todos estos coeficientes son los que aparecen en la siguiente tabla.

Kb	Pérdidas en el proceso de acumulación
0,05	Acumuladores nuevos, sin descargas intensas
0,1	Acumuladores viejos, descargas intensas
Kr	Pérdidas en el controlador de carga
0,1	Controlador de carga eficiente
0,15	Controlador de carga antiguo, poco eficiente
Ka	Autodescarga de la batería
0,002	Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento
0,005	Baterías estacionarias de energía solar
0,012	Baterías de alta autodescarga
Ki	Pérdidas por el rendimiento del inversor
0	No hay inversor en la instalación
0,05	Rendimiento inversor 95%
0,1	Rendimiento inversor 90%
0,15	Rendimiento inversor 85%
0,2	Rendimiento inversor < 85%

Kv	Otras pérdidas no consideradas
0,1	Si no se han tenido en cuenta pérdidas en cableado y equipos
0,05	Si ya se ha realizado un estudio detallado de pérdidas
Pd	Profundidad de descarga máxima admisible
0,9	Batería descargada hasta el 90%
0,8	Batería descargada hasta el 80%
0,7	Batería descargada hasta el 70%
0,6	Batería descargada hasta el 60%
0,5	Batería descargada hasta el 50%
0,4	Batería descargada hasta el 40%
0,3	Batería descargada hasta el 30%
N	Número de días de autonomía
3	Vivienda fines de semana
5	Vivienda habitual
15	Instalaciones especiales con servicio prioritario
20	Instalaciones especiales alta fiabilidad

Teniendo en cuenta que para nuestra instalación se utilizan baterías nuevas y estacionarias, con una autonomía de 5 días y una profundidad de descarga máxima del 70%, un regulador moderno y por tanto eficiente y un inversor de gran rendimiento, se tendrá:

$$R = (1 - 0,05 - 0,05 - 0,1 - 0,05) \cdot \left(1 - 0,005 \cdot \frac{5}{0,7}\right) = 0,723$$

Según este rendimiento, la energía necesaria que se debería producir es:

$$\text{Energía diaria necesaria} = \frac{67762,5}{0,723} = 93724 \text{ Wh}$$

Si se aplica directamente el factor de seguridad habitual del 20% tendríamos:

$$\text{Energía diaria necesaria} = 67762,5 \cdot 1,2 = 81315 \text{ Wh}$$

En este caso, el rendimiento calculado mediante fórmula es más conservador. Sin embargo, se utiliza para este proyecto el valor de energía requerida correspondiente a la aplicación del factor de seguridad. Como se verá más adelante, aunque aquí se haya optado por la vía menos conservadora, se ha sido previsor en la selección de elementos y no habrá ningún problema para abastecer la instalación

7.7. Cálculo y selección de componentes

7.7.1. Módulos Fotovoltaicos:

Para seleccionar un modelo comercial y calcular el número de paneles es necesario conocer cuál es la energía necesaria diaria que se debe producir. También se deben conocer las condiciones de radiación de cada mes, las condiciones de la instalación y el criterio para dimensionarla.

La energía necesaria y las condiciones de radiación se conocen y han sido explicadas ya en este trabajo. Y el criterio para dimensionar la instalación, como suele ser habitual, será considerar la radiación del mes menos favorable, es decir, el mes con menos radiación.

Se tiene, por tanto, como punto de partida, la irradiación más baja de 4,33 HSP (mes de junio), y la energía necesaria de 81315 Wh.

Además de los valores de irradiación y de la energía necesaria, es muy importante conocer cuál va a ser la tensión fijada para la instalación. Lo habitual es trabajar con 12, 24 o 48 V dependiendo de la potencia total. En nuestro caso se trabaja con 48 V.

Por último, habrá que tener en cuenta si el número de placas y la configuración de instalación (asociaciones entre ellas) es admitida por un solo regulador de carga o si necesitaremos más. Hay que jugar un poco con las configuraciones posibles para intentar optimizar los costes y, por ejemplo, instalar un número menor de reguladores, y para ello conviene conocer algunos de los aspectos más importantes de los reguladores. Aquí se ha tenido en cuenta, y se explicará más adelante.

Teniendo en cuenta toda esta información, se va a elegir un modelo comercial de panel, y a comprobar que cumple con todos los requisitos. Antes de mirar marcas, lo que está claro es que se va a elegir un panel policristalino. Se puede elegir entre paneles de 60 células o paneles de 72 células. Ambos tipos son grandes, los primeros de $1,6 m^2$ y 19-20 kg, y los segundos cerca de los $2 m^2$ y con un peso de 22-23 kg. Si se eligen paneles de 60 células habrá que colocar mayor número para llegar a la misma potencia, pero el coste total será parecido. Además, por las complicaciones que presenta el transporte y el montaje, será más cómodo elegir paneles de 60 células.

Hay numerosos fabricantes de paneles, como Atersa, Solarworld, Victron, Sanyo, SunPower, Jinko, etc. En muchos casos, los mismos fabricantes también lo son del resto de componentes de la instalación fotovoltaica, por lo que, aunque siempre se puede elegir componentes de distintas marcas, es interesante considerar una solución de una misma marca, pues es habitual obtener grandes descuentos cuando se hace esto. Otra opción es intentar buscar para cada elemento el mejor precio posible, pero la realidad es que la competencia es feroz y los precios están muy ajustados. Por tanto, se optará por una solución de una sola marca para esta instalación, y Victron Energy es el fabricante elegido.

El panel, cuya ficha técnica completa se adjunta en los anexos, será el siguiente:



Panel solar Victron 250W Poly

Potencia nominal (P_{MPP}): 250 W

Tensión máxima (V_{MPP}): 30 V

Intensidad máxima (I_{MPP}): 8,33 A

La energía que genera este panel:

$$Energía = P_{MPP} \cdot HSP = 250 \cdot 4,33 = 1082,5 Wh$$

El número de paneles que se necesitan para satisfacer la energía necesaria diaria será:

$$\frac{\text{Energía diaria necesaria}}{\text{Energía de un panel}} = \frac{81315}{1082,5} = 75,117$$

El número de paneles debe ser entero por supuesto, por lo que se debe escoger un número superior para asegurar el abastecimiento.

Antes de elegir un número concreto de paneles, se tiene que tener en cuenta la configuración de la instalación y el regulador o reguladores que se van a utilizar.

Asociación serie:

Al conectar los paneles en serie (a la asociación de paneles en serie se le llama string) lo que se consigue es, manteniendo la intensidad del string (que es la de máxima potencia (I_{MPP}) de un panel), aumentar la tensión del string. La asociación serie es un sumador de tensiones. Se va sumando la tensión de máxima potencia (V_{MPP}) de cada panel para determinar la tensión del string.

Para saber cuántos paneles se pueden asociar en serie es necesario saber los valores de tensión que admite el regulador conectado a la salida de los paneles. Además, la temperatura es un factor muy importante en este punto, pues afecta al funcionamiento de los paneles y a la tensión a la que trabajan. En situación de temperaturas bajas, la tensión del campo fotovoltaico es mayor que la teórica (sobretensión), mientras que en situación de temperaturas altas la tensión será menor (bajada de tensión). Por tanto, el rango de temperaturas de trabajo de los módulos proporciona una ventana de voltaje en la que debe poder funcionar el regulador.

Asociación paralelo:

Mediante la conexión en paralelo de los paneles o los strings se consigue aumentar la intensidad del campo fotovoltaico manteniendo la tensión. Se va sumando la intensidad de cada panel o string (que es la I_{MPP}) para determinar la intensidad total del conjunto.

Al igual que ocurría con la tensión, los reguladores están preparados para admitir un máximo de corriente, y para saber cuántos strings en paralelo se pueden colocar es necesario conocer el regulador que se usará y sus características.

7.7.2. Regulador:

Como se dijo, se utilizará un regulador MPPT. Se utilizará uno de la marca Victron Energy. Para hacer la elección de un modelo, se recurre a una herramienta que facilita el fabricante en su página web. Con ella, una vez seleccionado un panel de Victron, podemos ir probando con diversos modelos de reguladores y distinta configuración de la asociación de paneles.

En muchas ocasiones, es imposible cuadrar perfectamente las asociaciones entre paneles para que den el número que sería estrictamente necesario. En este caso, ese número de paneles sería de 76 (número entero inmediatamente superior a los 75,117 paneles que se calcularon). Por ello, jugando con distintas configuraciones y números de paneles, se llega a la conclusión de que se van a instalar 80 paneles, y se usarán 4 reguladores iguales, uno por cada 20 paneles.

victron energy Blue Solar charge controller MPPT

Módulo FV: Victron Energy SPP250-20 (SPP032502001)

Cuantos módulos? En Serie: 4 En paralelo: 5

Potencia total FV @STC: 5000 Wp

Temp. módulo FV Min. 20 °C Max. 35 °C

Regulador: BlueSolar MPPT 150/70 Tr/MC4

Voltaje del sistema: 48 Volt

Largo de cable entre modulo y MPPT * 10 m Sección: 6,0 mm²

* Longitud de un solo cable

Voltaje max. de entrada	150 V
Voltaje max. FV @ Temperatura min.	146,5 V
Voltaje min. de entrada @ PMP	49,0 V
Voltaje min. FV @ Temperatura max.	112,6 V
Corriente max. de salida	70 A
Corriente max. @ PMP temp. min.	70,0 A
	* Reducción de potencia @ Temp. baja
Corriente max. @ PMP temp. max.	70,0 A
	** Reducción de potencia @ Temp. alta
Configuración del módulo FV	Aceptado

Como se aprecia en la imagen de la herramienta, cada grupo de 20 módulos se instalará asociando en paralelo 5 strings de 4 módulos en serie cada uno.

Para esta configuración, teóricamente tendré:

$$\text{Tensión máxima del campo fotovoltaico: } V = V_{MPP} \cdot 4 = 30 \cdot 4 = 120 \text{ V}$$

$$\text{Intensidad máxima del campo fotovoltaico: } I = I_{MPP} \cdot 5 = 8,33 \cdot 5 = 41,65 \text{ A}$$

La potencia máxima del grupo es, como se aprecia en la imagen, $P = 5000 \text{ W}$, resultado que se comprueba con los datos de intensidad y tensión:

$$P = V \cdot I = 120 \cdot 41,65 = 4998 \approx 5000 \text{ W}$$

Y también se verifica con el valor teórico de potencia instalada:

$$P = N^{\circ} \text{ de paneles} \cdot P_{NominalPanel} = 20 \cdot 250 = 5000 \text{ W}$$

Se ha utilizado en esta configuración el siguiente regulador, cuya ficha técnica completa está en los anexos:



Victron MPPT 150/70 – MC4

- El primer número indica la tensión máxima de trabajo del regulador (150 V).

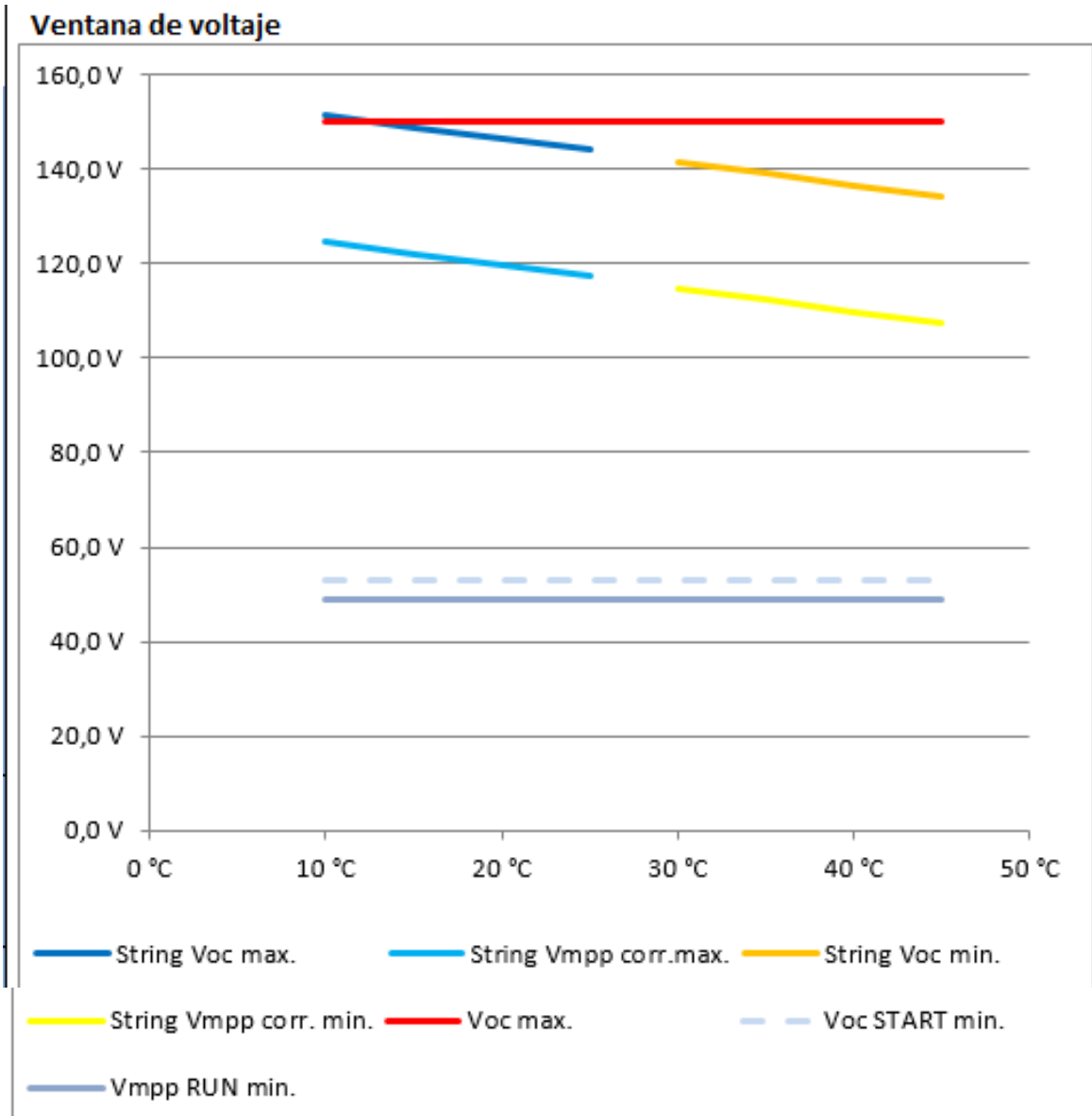
- El segundo valor indica la corriente máxima (70 A)

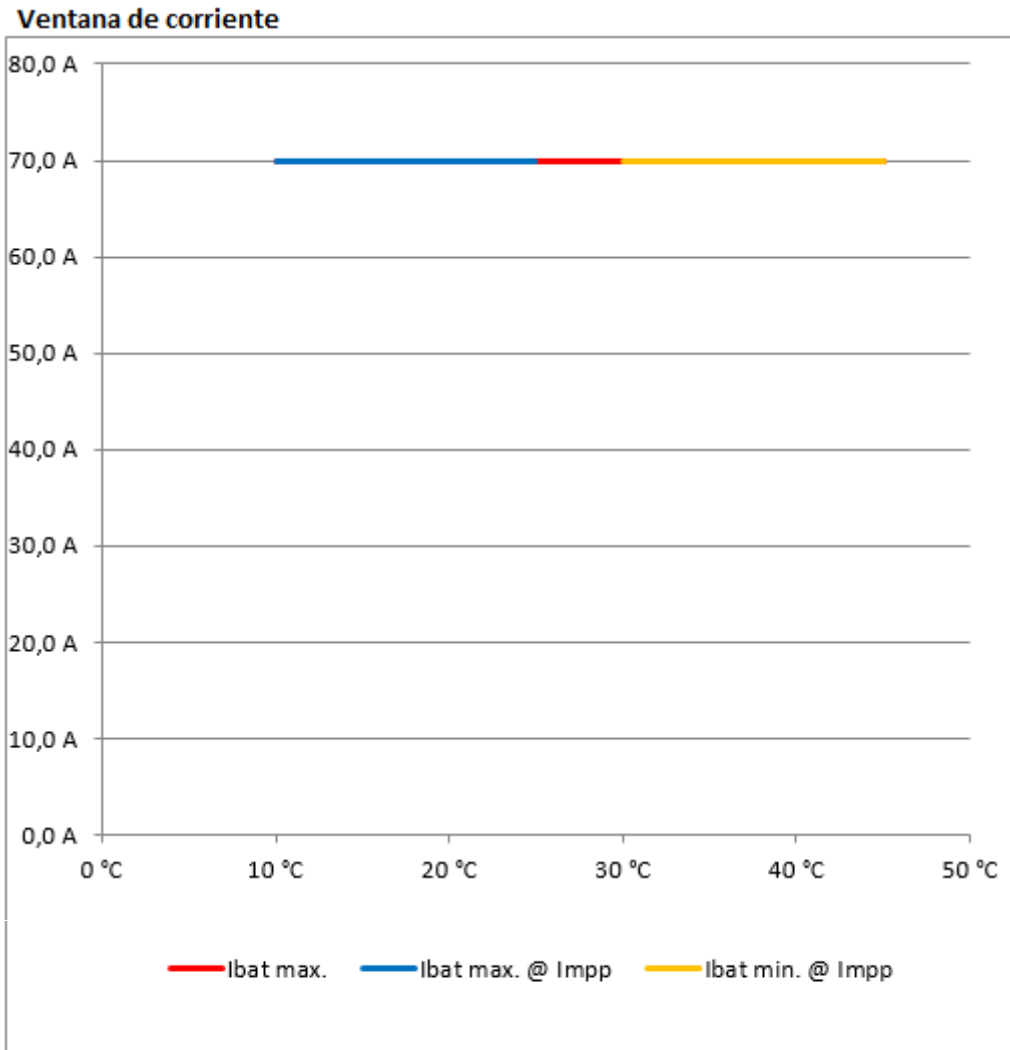
- También se indica en la carcasa que puede imponer una tensión de instalación de 12, 24, 36 o 48 V

Este regulador tiene unos indicadores Led que indican el modo de funcionamiento de cada momento (Absorción, flotación o equalización).

Por último, destacar la importancia de la temperatura en el funcionamiento global del campo y en cómo afecta esto a la selección de componentes. Como se puede apreciar en la imagen, los valores teóricos difieren de los valores reales que se pueden dar en condiciones distintas de temperatura. Se ha introducido el rango de temperaturas de la zona de Leticia (20 – 35 ° C). En estas condiciones trabajarán los módulos, y como se puede apreciar, en los momentos de temperaturas mínimas de 20 grados el voltaje sube de los 120 V teóricos hasta 146,5 V, y para temperaturas máximas de 35 grados el voltaje se desploma hasta 112 ,6 V.

Si se quiere observar la variación de voltaje y de intensidad en función de la temperatura, con la misma herramienta, y seleccionando el mismo módulo fotovoltaico, se puede obtener las siguientes gráficas que sirven para determinar las ventanas de voltaje e intensidad.





Resumiendo, se tiene un total de 80 paneles y 4 reguladores. Con estos 80 paneles la potencia pico instalada es superior a la prevista inicialmente (de 15 kWp) y la superficie también (120 m²). Pero el espacio no debería ser un problema, así que se da la solución por válida.

$$P_{total} = 80 \cdot 250 = 20000 \text{ Wp} = 20 \text{ kWp}$$

$$\begin{aligned} Superficie &= N^{\circ} \text{ paneles} \cdot \text{alto} \cdot \text{ancho} = 80 \cdot 1,64 \cdot 0,99 = 129,88 \text{ m}^2 \\ &\approx 130 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

7.7.3. Baterías:

Para calcular la cantidad de baterías se necesita partir de los siguientes datos de la instalación: energía diaria consumida y tensión de la instalación (48 V). En nuestro caso, no todos los elementos se van a alimentar desde baterías. Según la estimación de los elementos que si pueden ser alimentados por baterías, se tiene un consumo diario de 3762,5 Wh. Se debe considerar también el factor de seguridad del 20 %, con lo que este valor se convertiría en 4515 Wh. Además, se va a considerar un consumo mayor (6000 Wh), manteniendo los días de autonomía previstos, para dar la posibilidad de conectar algún otro dispositivo o aumentar el uso de alguno de los existentes sin que se vea afectada la autonomía. Mientras no se haga ninguna de estas dos cosas, la realidad será que la autonomía será superior a la prevista.

Las baterías elegidas serán estacionarias, ya que son las más adecuadas para consumos diarios durante tiempo prolongado. Tienen una relación calidad-precio mejor que otros tipos, ya que, al ser la mejor opción en la mayoría de casos, la competencia es grande y la calidad ha aumentado mucho en los últimos años mientras que los precios se han ajustado. Estas baterías poseen una vida útil muy larga, que, dependiendo de las condiciones de temperatura, puede superar los 20 años.

Dentro de este tipo de baterías existen dos tipologías principales: baterías OPzS y baterías OPzV. Ambos formatos tienen un número de ciclos similares, si bien la principal diferencia radica en que las baterías OPzS requieren mantenimiento periódico aunque mínimo (hay que echarles agua destilada con la periodicidad que indique el fabricante, que es aproximadamente cada 2 - 3 años), mientras que las baterías OPzV son baterías selladas tipo “baterías de GEL” y no requieren intervención alguna durante su vida útil. Otra diferencia llamativa radica en el precio pues, como es de esperar, las baterías estacionarias OPzS son sensiblemente más baratas que las OPzV y además existe una mayor gama donde elegir.

Aunque en cuestión de mantenimiento, debido a la localización tan aislada de la instalación, las OPzV presenta ventajas, por cuestiones de coste se va a elegir baterías tipo OPzS. Siguiendo la filosofía de utilizar componentes de una sola marca, se valorará primero las baterías del modelo victron.

Como ya se explicó, estas baterías se forman por asociación de vasos de 2 V. Se asocian en series de 6, 12 o 24 vasos para obtener los 12, 24 y 48 V típicos de las instalaciones. Y estas series se asocian en paralelo para conseguir la capacidad de almacenamiento que se desea. A parte de poder comprar los vasos por separado, muchas marcas venden packs de vasos ya conectados en serie que dan los voltajes típicos.

Cada vaso de 2 V tiene una capacidad de almacenamiento de energía que se mide en Ah. Hay vasos de distintos tamaños y capacidades, pero a medida que aumenta la capacidad aumenta también el coste.

Los vasos admiten una profundidad de descarga de hasta el 80%, pero cuanto mayor es la profundidad de descarga menor es el número de ciclos posibles de la batería, y menor por tanto su vida útil. El valor típico utilizado de descarga es el 60 %.

Se realiza el cálculo necesario de la capacidad necesaria de baterías para una autonomía de 6 días:

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{Consumo diario} \cdot \text{días de autonomía}}{P_d \cdot V_{\text{instalación}}} = \frac{6000 \cdot 6}{0,6 \cdot 48} = 1250 \text{ Ah}$$

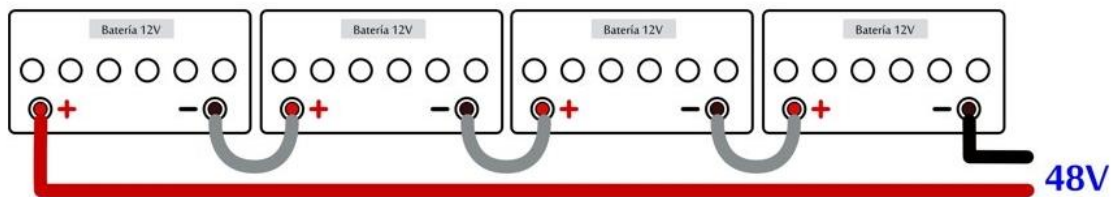
Revisando los vasos de 2 V de Victron (ficha técnica en anexos) se comprueba que el que mejor se ajusta es el siguiente:



Victron OPzS Solar 1520:

- Voltaje del vaso: 2 V
- Capacidad nominal: 1520 Ah
- Los vasos tienen 2 bornes negativos y 2 bornes positivos, para que sea posible realizar cualquier tipo de asociación entre ellos.

Para conseguir la tensión del sistema de 48 V es necesario asociar en serie 24 de estos vasos. Esta agrupación en serie no modifica la capacidad del conjunto total, que es de 1520 Ah a 48 V. La conexión en serie de las baterías se realiza de la misma forma que aparece en la imagen, aunque en la imagen aparecen pack ya formados de 6 vasos que forman cada uno una batería de 12 V, pero la idea es la misma: se conecta el borne negativo de un vaso, con el positivo del siguiente, y así sucesivamente.



La capacidad de almacenamiento que se ha instalado está sobredimensionada por partida doble. Primero al considerar la posibilidad de una ampliación al consumo estimado sin afectar a los días de autonomía, y segundo seleccionando una batería de capacidad mayor de la necesaria para ajustarse a un modelo comercial de la marca preferida. Si no se quiere este sobredimensionamiento se puede usar otro modelo de la misma marca se podría usar el OPzS solar 1210, cuyas especificaciones aparecen en la misma ficha técnica de los anexos, y que es suficiente para el consumo estimado, pero no lo es para la consideración que se ha hecho de una posible ampliación de consumo. También se podría buscar otra marca que ofrezca vasos de una capacidad que se ajuste mejor. Pero se cree que el uso de la instalación irá en aumento en los próximos años y el tener baterías de más capacidad ya instaladas agiliza el proceso de ampliación de consumo. Por si fuera poco, en las zonas de la selva amazónica hay un periodo de lluvias de 2 meses en los que es posible que se supere los 6 días establecidos de autonomía sin sol. Al tener este sobredimensionamiento, la realidad es que para el mismo consumo tendremos algún día más de autonomía del previsto.

Aunque no es el caso, si se necesitase más capacidad de baterías, podría optarse, según las necesidades, por seleccionar baterías de mayor capacidad (las hay de más de 4000 Ah) o por usar otras baterías (formadas cada una por los 24 vasos en serie) conectadas en paralelo, para sumar su capacidad.

7.7.4. Inversor solar

Para poder calcular el inversor solar se tiene que tener en cuenta varios factores. El primero, la tensión de la instalación (48 V). La entrada del inversor debe admitir esta tensión. Normalmente estos aparatos admiten un intervalo de tensiones. El segundo es, la potencia simultánea de todos los elementos de consumo. Se debe escoger un aparato que soporte toda esta potencia después de aplicarle un factor de seguridad del 20 %.

Los inversores, proporcionan además un pico de potencia del doble de su capacidad, para hacer frente a los arranques de algunas cargas, que demandan mucha potencia en un instante para arrancar. Este dato está recogido como potencia pico en las fichas técnicas.

Hay que tener en cuenta también el distinto rendimiento de inversores por efecto de la temperatura. La hoja técnica recoge los valores de potencia transmitida según la temperatura.

Por último, hay que saber qué tipo de red se quiere formar a la salida del inversor. En nuestro caso será una red trifásica, por lo que se tendrá que elegir un inversor que pueda proporcionar la red trifásica o escoger tres inversores monofásicos y asociarlos en paralelo para conseguir la red trifásica.

Antes de empezar a mirar el catálogo de Victron, como se ha explicado, se va a analizar la potencia total de los consumidores.

Elemento	Potencia (W)	Número	Simultaneidad
Bomba	750	1	100%
Lámpara UV	25	2	100%
Luces LED	18	20	100%
PC	180	1	100%
Proyector	50	1	100%
Comunicación Satélite	60	1	100%
Condensación	10000	1	50%
TOTALES		11450 W	6450 W

En la tabla se recogen las potencias de cada uno de los consumos estimados. Se ha separado la de los elementos que se pueden alimentar de baterías de la del sistema de condensación, que en los momentos de máximo consumo, con los 3 compresores funcionando a la vez, consume 10 kW.

Además, se ha incluido la columna de simultaneidad, que indica, con un valor en forma de porcentaje, si funcionan de forma simultánea o no. Como se observa, todos los elementos alimentados por baterías tienen una simultaneidad del 100 % entre ellos, lo que significa que está previsto que puedan funcionar todos al mismo tiempo. En cambio, para el sistema de condensación, se ha considerado un porcentaje de simultaneidad menor respecto al resto de elementos. Eso es, porque se intentará en la medida de lo posible no hacer coincidir otros sistemas. Como la condensación se realizará solo con generación directa, solo será posible hacerlo durante el día, con lo que nunca coincidirá con el sistema de iluminación. Del resto de componentes, se tendrá especial cuidado en no realizar la depuración del agua a la vez que se está generando agua por condensación. Lo que se hará en los días soleados es, cuando el sol vaya cayendo y se cese la generación de agua, poner en marcha la depuración.

Los dos totales que aparecen en la tabla corresponden a la potencia total de todos los sistemas funcionando a la vez, y a la potencia total aplicando los porcentajes de simultaneidad. Sin embargo, aunque este tipo de tablas son habituales para hacer estimaciones, en nuestro caso, y según lo expuesto, lo más acertado sería tomar como potencia máxima simultánea la siguiente:

$$P_{simultánea} = P_{total} - P_{iluminación} - P_{depuración} = 11450 - 360 - 800 = 10290 \text{ W}$$

A este resultado se le aplica el factor de seguridad antes mencionado:

$$P'_{simultánea} = 10290 \cdot 1,2 = 12348 \text{ W}$$

Por tanto, la potencia del inversor o inversores debe llegar a cubrir este valor. Y teniendo toda la información necesaria se elige el siguiente inversor (ficha técnica completa en los anexos):

Victron Phoenix Inverter 48/5000

- Se necesitan 3 para conectarlos en paralelo y montar la red trifásica
- Cada uno de ellos admite un rango de tensión de entrada de 38 – 66 V
- La potencia de salida de cada uno de ellos es de 5000 W
- Cada uno tiene una potencia pico de 10000 W, para soportar los picos de potencia en el arranque de los compresores

7.8. Cableado

El cableado tiene que estar diseñado teniendo en cuenta las condiciones de cada tramo de la instalación. Para poder calcular las secciones de cable necesario se tiene que tener en cuenta, en primer lugar, las condiciones eléctricas en cada punto, es decir, la tensión y la intensidad. El otro parámetro importante a tener en cuenta es la longitud del cable que se utilizará. Interesa tener longitudes de cable pequeñas. Cuando la longitud es muy grande, para contrarrestar la caída de tensión se tiene que recurrir a secciones muy grandes.

Como nuestra instalación es muy compacta (todos sus dispositivos se encuentran en el mismo contenedor) no serán necesarios tramos muy largos de cable, por lo que no hará falta recurrir a secciones muy grandes. Lo que sí es importante es utilizar cableado de máximo aislamiento y resistencia a inclemencias ambientales. Este tipo de cables tienen una capa aislante resistente y bastante gruesa sobre el conductor de cobre.

Para calcular las secciones de los cables en cada tramo de la instalación se utilizarán las recomendaciones específicas para cada tramo, y en los casos necesarios, la siguiente fórmula:

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

Donde:

$S \equiv$ Sección de cable

$L \equiv$ Longitud de cable

$I \equiv$ Intensidad máxima de corriente en el cable

$\Delta V \equiv$ Caída de tensión permitida en el tramo

$k \equiv$ Conductividad eléctrica del cable

Según el IDAE, la caída de tensión permitida se debe fijar en un 1,5 % de la tensión de funcionamiento. Para nuestros 48 V, este porcentaje equivale a 0,72 V.

El material de los cables será el cobre, cuya conductividad eléctrica depende con la temperatura. Al no poder medir la temperatura en cada punto, se utilizará el valor estándar de la conductividad a 20° C, que en el caso del cobre es: $k = 56 [m/\Omega \cdot mm^2]$

7.8.1. Cableado desde los paneles a los reguladores:

- Longitud: al tratarse de una instalación en un contenedor los elementos estarán cerca unos de otros y para este tramo se hace una estimación de un máximo de 8 m de cable
- Intensidad: será la máxima del campo fotovoltaico. En nuestro caso, se tenían cuatro grupos de 20 paneles, conectados cada uno a un regulador. La intensidad máxima de cada conjunto de paneles era:

$$I = 41,65 A$$

- Caída de tensión: 0,72 V

Con estos datos, la sección será:

$$S = \frac{2 \cdot 8 \cdot 41,65}{0,72 \cdot 56} = 16,53 \text{ mm}^2$$

Esta es la sección mínima de cable que une cada grupo de paneles con el regulador que los controla. Se debe elegir la sección normalizada que sea inmediatamente superior al valor mínimo obtenido.

En la siguiente tabla se observan los valores normalizados en el sistema AWG americano (por si se utilizan cables comprados en Colombia etiquetados con este sistema), su equivalencia geométrica real, y los valores normalizados en mm².

El valor normalizado inmediatamente superior a 16,53 mm² y que se usará para cablear es: $S = 25 \text{ mm}^2$

Indicación de sección norteamericana buscada		Conversión geométrica	Sección nominal métrica que cumple los requisitos eléctricos
AWG	kcmil	mm ²	mm ²
4/0		107,22	120
3/0		85,01	95
2/0		67,43	70
1/0		53,49	
1		42,41	50
2		33,62	35
3		26,67	
4		21,15	25
5		16,77	
6		13,30	16
7		10,55	
8		8,37	10

7.8.2. Cableado desde reguladores hasta baterías:

Lo habitual es colocar los reguladores y las baterías próximos, pero sin llegar a estar pegados para que los gases de las baterías no estropeen los circuitos del regulador. Se utilizará como máximo 1,5 m de cable. Para esta longitud de cable la sección que obtendríamos aplicando la fórmula sería pequeña, pero se recomienda usar una sección de cable más gruesa, de entre 25 y 35 mm². Muchas veces, es el propio regulador, el que, en sus especificaciones en la hoja técnica, indica la sección del cable a utilizar. En nuestro caso:

$$S = 35 \text{ mm}^2$$

7.8.3. Cableado desde reguladores hasta inversores:

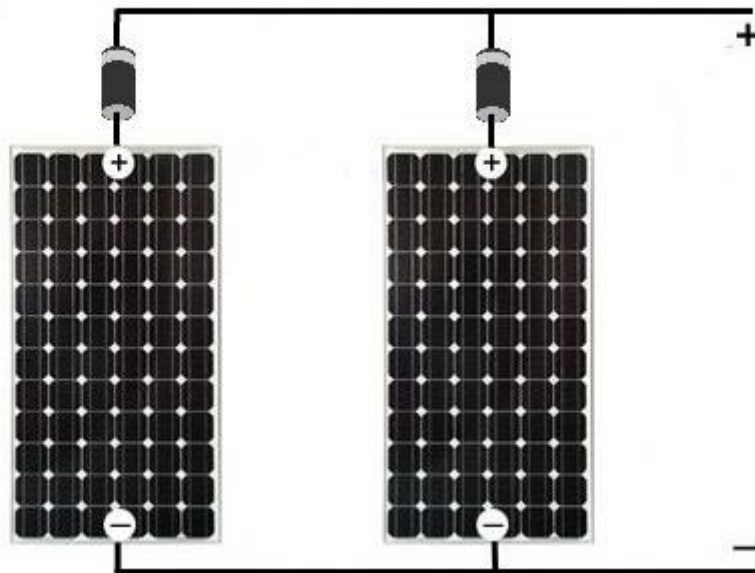
Al igual que ocurría con las baterías, se recomienda que no haya mucha separación entre estos elementos. Se volverá a estimar como máximo 1,5 m de cable. Como antes, los propios dispositivos indican la sección de cable que se debe conectar en sus bornes. Para nuestro caso:

$$S = 35 \text{ mm}^2$$

7.8.4. Conexión entre paneles:

La conexión entre paneles (asociaciones en serie y paralelo) se realizan con los cables que los propios paneles traen.

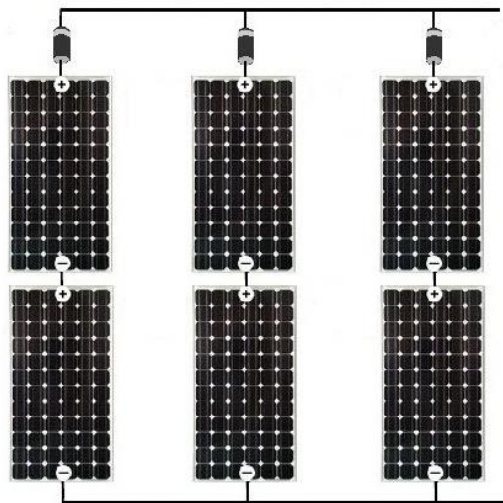
Para la conexión en paralelo se conectan entre si todos los polos positivos por arriba, y se conectan entre si todos los polos negativos por abajo, como se muestra en la figura de abajo.



Para la conexión en serie, se hace conectando el polo positivo de un panel, con el polo negativo del siguiente, y así sucesivamente, como se representa en la figura inferior.



Para la configuración que se ha escogido para la instalación, será necesario mezclar conexiones en serie y paralelo. En la figura posterior se muestra un ejemplo de cómo se hace con un ejemplo que tiene 3 strings, de 2 paneles en serie cada uno, asociados en paralelo.



Si por alguna razón, la longitud de cable que traen los paneles no fuera suficiente para realizar la conexión en paralelo de los strings, sí que sería necesario cablear calculando la sección necesaria.

7.8.5. Conexión entre los vasos de baterías:

Como se sabe, se tienen 24 vasos de 2 V asociados en serie, en los que se irá conectando el borne positivo de una batería, con el negativo de forma sucesiva.

Los vasos están uno pegado al otro, pero a pesar de la cercanía, la conexión entre ellos siempre se realiza con cables de 50 mm² de grosor, porque es necesario poder hacer frente a una demanda alta de energía en un instante dado.

7.8.6. Conexión de las cargas de consumo:

A diferencia de la instalación eléctrica, las cargas de consumo funcionan ya en corriente alterna. Los cables de cada aparato eléctrico son los que traen incluidos cuando se compran. La única excepción es el sistema de iluminación, para el que se quiere realizar un cableado aéreo. Calcular de forma precisa el grosor de cable es imposible sin conocer cómo van a estar distribuidas las farolas dentro del poblado, pero si se quiere hacer una estimación vaga se puede hacer. Tan solo hay que estimar una longitud de cable, tener en cuenta la intensidad que va a recorrer los cables, y aplicar la fórmula.

Para hacer esta estimación, se debe tener en cuenta, que en un primer tramo de cable se transporta la energía necesaria para todo el conjunto de bombillas de la iluminación, de la que se conoce la demanda de potencia (en nuestro caso 360 W). Como la tensión es la de salida del inversor, de 230 V, se puede calcular la intensidad que recorre este tramo de cable.

Más adelante, este cable se ramifica en líneas para cada bombilla, manteniendo la tensión de cada rama en los 230 V, pero dividiendo la intensidad total entre todas las líneas. Teniendo en cuenta la intensidad de cada rama y la longitud hasta llegar a la propia bombilla, se puede calcular la sección de cada tramo particular de cable.

7.9. Protecciones

Como en toda instalación eléctrica, es necesario colocar ciertas protecciones, tanto para las personas como para los componentes eléctricos. Cada elemento necesita una protección distinta, pero como normal general, los dispositivos que trabajan con corriente continua precisarán de fusibles, y los que trabajan con corriente alterna de magnetotérmicos.

7.9.1. Protecciones en corriente continua

Los elementos que trabajan en corriente continua deben ser protegidos frente a sobreintensidades originadas por sobrecargas o cortocircuitos. Para esta labor se utilizan fusibles. Están compuestos esencialmente por un conductor fino que se deshace a una temperatura determinada. Se diseñan para que se puedan colocar fácilmente en los circuitos. Si la corriente excede un valor, el conductor se derrite y se rompe o abre el circuito. Existen distintos tipos de fusibles, pero para la aplicación fotovoltaica los más utilizados son los de cuchilla, conocidos como NH. Dentro de este tipo los hay con percutor y sin percutor, y la diferencia entre ellos será la rapidez de respuesta. Para proteger mejor es necesario elegirlo con percutor para que la respuesta sea rápida.

A la hora de elegir los fusibles se tiene que tener en cuenta los parámetros característicos del fusible:

Poder de corte: corriente máxima que puede interrumpir el fusible

I_n : intensidad que puede soportar el fusible sin fundirse

I_f : intensidad de fusión del fusible

La I_n del fusible utilizado debe ser superior a la intensidad que recorre la línea donde se encuentra el fusible.

7.9.1.1. Fusibles para paneles

Se colocan para proteger los paneles. Es necesario cuando tenemos más de dos paneles o strings en paralelo. Cuando se produce un cortocircuito en uno de los strings, se puede producir una corriente de retorno procedente de los demás strings, y esta corriente, en caso de tener como se ha dicho, más de dos strings, será mayor que la corriente de retorno admitida por el string, por lo que estropeará los paneles.

En nuestro caso, con 5 strings, será necesario utilizar fusibles para cada uno de ellos. En cada línea se tiene una intensidad de 8,33 A. por lo que será suficiente un fusible de baja I_n . Se eligen modelos de la gama NH gPV específica para aplicación fotovoltaica del catálogo de DF Electric, en concreto el modelo de $I_n = 25$ A. En los anexos se adjunta el catálogo de fusibles.

Además, también hay que poner un fusible en el tramo de cable que une todo el campo fotovoltaico con el regulador. En este tramo la corriente es $I = 41,65$ A, por lo que el modelo elegido para este tramo es el $I_n = 50$ A

7.9.1.2. Fusibles para baterías e inversores

La intensidad que recorre el cable que une baterías y regulador la marca el regulador, y es de 70 A. Se elige por tanto para este tramo el modelo $I_n = 80$ A.

7.9.2. Protecciones en corriente alterna

Al igual que en una instalación con red eléctrica normal, será necesario colocar las protecciones pertinentes en la red de corriente alterna de 230 V de la salida de los inversores. Será necesario colocar interruptores magnetotérmicos, que se encargarán de proteger los inversores de las sobre intensidades y sobrecargas producidas por cortocircuitos desde el lado de la corriente alterna. La actuación de estos dispositivos es muy rápida.

7.9.3. Protecciones para las personas

Además de proteger los cables y los componentes eléctricos, es necesario proteger a las personas frente a contactos directos o indirectos con partes activas de la instalación. Para esto se usan interruptores diferenciales, que actúan conjuntamente con la puesta a tierra de todos los elementos. En este proyecto se instalará una toma de tierra por pica regable bajo zapata. Todos los elementos de la instalación se deben conectar a dicha pica y al interruptor diferencial. Hay que tener cuidado con el cable usado para la puesta a tierra de cada elemento. Serán cables de máximo aislamiento también, y su sección será acorde a las especificaciones recogidas en el IDAE, que se muestran en la siguiente imagen.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S < 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

El interruptor diferencial desconectará el circuito cuando detecte una derivación a tierra mayor que su sensibilidad. Su tiempo de actuación es mínimo.

Si no existe la puesta a tierra, el interruptor diferencial sigue funcionando, pero lo hará en el momento del contacto de una persona u objeto no aislado de tierra con un elemento activo. En ese momento la corriente atraviesa el cuerpo u objeto, llega a tierra, y el interruptor detecta la derivación a tierra. Aunque en este momento el interruptor actúa y corta el circuito y evita que la corriente siga circulando, una descarga eléctrica ya ha recorrido el cuerpo y puede haber causado daños materiales o personales. Por esta razón es tan importante el funcionamiento de estos dos sistemas (puesta a tierra e interruptor) de manera conjunta.

7.10. Control de la instalación

7.10.1. Monitor de batería y sistema de control

Se puede instalar en el sistema un monitor de batería. Este aparato permite visualizar el estado de las baterías, vigilar los ciclos de carga/descarga y proteger las baterías por

mínima tensión y mínimo SOC (State Of Charge). Si se decide instalarlo, sería necesario instruir a una persona del poblado para que sepa hacer revisiones básicas en el monitor y, por ejemplo, alertar si algo no funciona conforme a lo previsto para que personal especializado pueda acudir en los siguientes días a inspeccionar la instalación. En los anexos se incluye la ficha técnica del monitor que se puede incluir en la instalación, también de la marca Victron.

Al igual que el monitor de batería, la instalación de un panel de control que monitoree y controle toda la instalación es opcional. Se puede usar uno de los dos aparatos, ninguno, o los dos. El producto que ofrece Victron es el Color Control GX, que ofrece un sinfín de posibilidades. Tiene interesantes ventajas, que podrían ser de utilidad en nuestra instalación, pero tiene limitaciones importantes. Entre las posibilidades que ofrece está el control remoto de la instalación, lo cual sería muy interesante, porque las instalaciones fotovoltaicas de los poblados podrían ser controladas por personal cualificado desde Leticia o cualquier otra ciudad. La limitación de esto es, que se requiere de acceso a internet, y en los poblados no hay. Se podría investigar la opción de utilizar conexión satélite para la monitorización remota, pero esto es complejo y queda fuera del alcance del proyecto. Otra limitación muy importante, si se piensa en el control local de la instalación, es la dificultad de aprendizaje del software, que se agudiza para habitantes de los poblados, ya que tampoco poseen formación previa.

Aunque lo más probable es que no se vaya a comprar uno de estos dispositivos, Se ofrece la ficha técnica en los anexos.

7.10.2. Automatización

Como se sabe, uno de los puntos clave de la instalación, es la automatización de los componentes. Hacerlo con el sistema de iluminación es muy sencillo, pues funcionará utilizando energía de las baterías que estará siempre disponible y en un horario fijo y establecido. Con un pequeño autómatas que permita configuración temporal será suficiente.

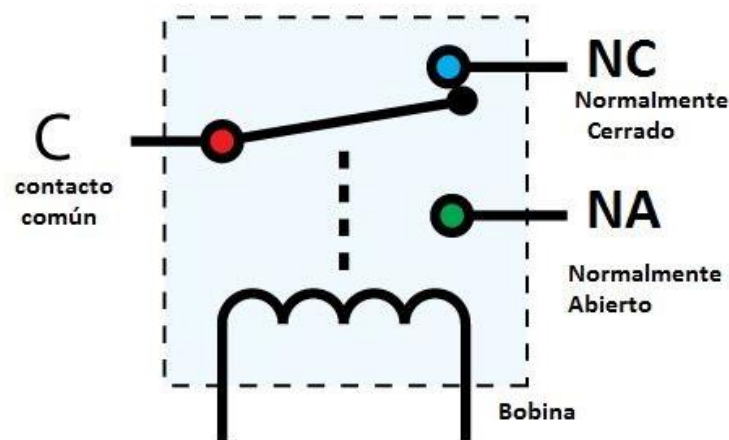
El problema viene con la automatización de los compresores y el ventilador que componen el sistema de condensación de agua. Estos no van a funcionar desde baterías ni con un horario fijo. Se necesita que funcionen con energía que provenga directamente de la generación fotovoltaica. Por tanto, es necesario analizar en cada instante la potencia que se está generando y en función de ella arrancar o detener los compresores. Para hacer esto tenemos dos opciones que se van a exponer brevemente.

7.10.2.1. Control de compresores mediante los relés propios de los inversores

Los inversores bidireccionales son el núcleo de la instalación. Son los aparatos que saben en todo momento que potencia se está generando, que intensidad y tensión hay en cada punto, el sentido de los flujos de energía, estado de baterías, etc.

Muchos inversores poseen relés programables. Un relé es un dispositivo accionado eléctricamente que funciona como un interruptor, es decir, abre o cierra un circuito. Estos relés se pueden programar para que abran o cierren el circuito en las condiciones de potencia (intensidad y tensión) deseadas. De esta forma, se puede conectar estos relés a los contactores de los compresores y hacer que se abran y cierren en las condiciones escogidas.

El principio de funcionamiento de estos relés es sencillo. Poseen una bobina en la que se crea un campo electromagnético cuando circula corriente por ella. De esta forma se crea un electroimán que atrae un contacto. Este contacto (C en la imagen), según su posición, abre o cierra el circuito que se quiere controlar.



Los inversores que se han elegido disponen de 3 relés programables. Sin embargo, estos pequeños relés pueden averiarse por sobre-intensidades (las bobinas se pueden llegar a quemar). Por esto, sería una opción mejor utilizar un relé intermedio entre el propio inversor y los contactores de los compresores, de forma que si se produce una avería se pueda sustituir el relé intermedio, que es un componente muy barato, sin afectar al inversor, que además de ser mucho más caro, es vital para la instalación. Una avería en inversor obliga a detener la instalación hasta que esté solucionada.

7.10.2.2. Control de los compresores mediante aparato PLC

Otra solución, que además aporta un control mejor y con muchas más posibilidades, es utilizar un PLC. Estos aparatos ofrecen la posibilidad de controlar muchas salidas a la vez. Recibe del inversor toda la información de las condiciones eléctricas en cada punto de la instalación, y se puede programar muchas acciones o conjuntos de acciones en función de la información recibida.

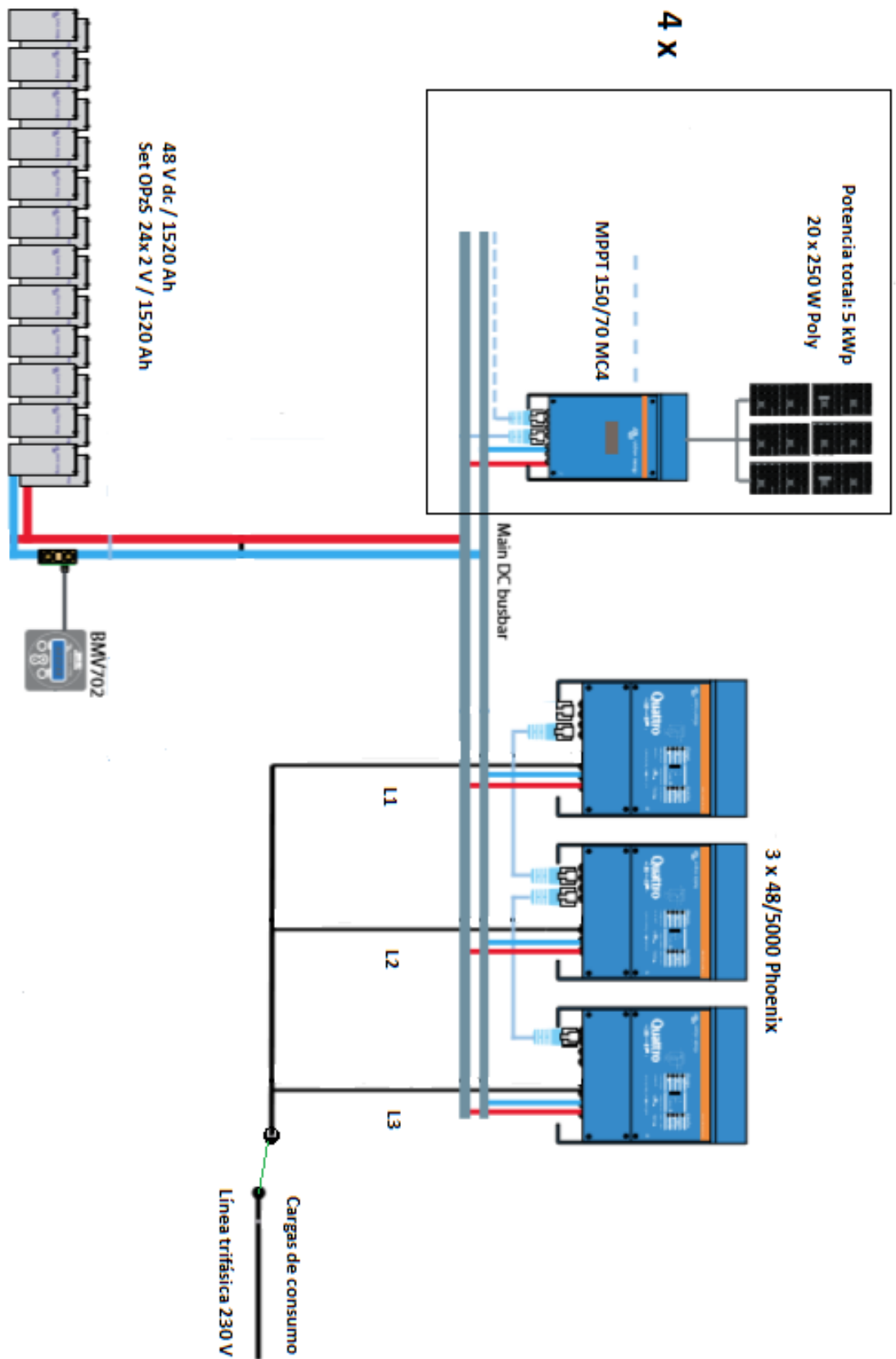
La configuración del PLC ofrece muchas posibilidades y es muy compleja. Si se opta por esta opción, la configuración la debe hacer un experto, y en principio ya no se debe modificar. Si en el futuro se quiere aprovechar más funcionalidades y modificar la programación del PLC, habrá que contactar de nuevo con un experto.



Esta solución se considera mejor porque, aunque supone un pequeño aumento de coste, da unas garantías mucho mejores y ofrece más posibilidades. Entre los numerosos fabricantes de PLC se va a elegir Schneider, y el modelo será el M241. No se va a incluir la ficha técnica en los anexos por su extensión, pero se incluirá el enlace a la guía del producto, un PDF de 64 páginas donde se explica toda su funcionalidad y características.

La configuración de este aparato en detalle y sus posibilidades podrían ser objeto de otro proyecto completo y escapa por tanto del objetivo de nuestro proyecto.

7.11. Plano instalación eléctrica



8. ANÁLISIS DE COSTES

Para realizar el análisis de coste detallado de toda la instalación habría que empezar analizando en detalle todas las fases del proyecto. Lo primero sería calcular los costes de planificación y desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta los recursos consumidos para ello (humanos y materiales). Después, una vez diseñado todo el proyecto, se entraría en el análisis de los costes de ejecución, teniendo en cuenta todas las fases: transporte de material y personal cualificado hasta la localización de instalación, componentes, mano de obra, puesta en marcha y verificación de correcto funcionamiento.

En este trabajo, de todas las fases del proyecto, se va a hacer únicamente un análisis de los costes materiales en la fase de ejecución, es decir, el coste de todos los elementos a instalar. Y a raíz de estos, se estimará, como se hace a veces en este tipo de proyectos, el coste de montaje e instalación, a través de un porcentaje del coste material.

Los precios se han obtenido visitando las páginas web de varios distribuidores. Como se observa en la tabla, para algunos componentes se ha considerado descuentos, ya que es muy habitual encontrar grandes descuentos en este tipo de componentes, y más si se recurre a comprar todo a un mismo distribuidor. Así ha ocurrido, que para el mismo componente, se ha encontrado variaciones de precio de hasta casi el 50 %.

De esta forma, el coste de los componentes ascendería a 30.170 €.

Para el coste de montaje se estimará un 15 % del coste de la instalación: 4.525 €

Como se comentó anteriormente, el análisis del coste real es mucho más complejo y hay algunos factores que intervienen, como el tiempo de mano de obra (del proyectista y de los trabajadores que hacen el montaje) que a priori son muy difíciles de estimar.

Componente	Cantidad	Precio unitario (€)	Total	Descuento	Precio unitario con descuento	Total con descuento
Panel solar Victron 250 W Poly	80	356,2	28496	50%	178,1	14248
Regulador Victron MPPT150/70 MC4	4	565,6	2262,4	20%	452,48	1809,92
Batería Victron OPzS 1520 2V	24	487,62	11702,88	20%	390,1	9362,3
Inversor Victron Phoenix 48/5000	3	1799,87	5399,61	20%	1439,9	4319,69
Cable máximo aislamiento sección 25 mm	20 m	3,12 €/m	62,4	-	-	-
Cable máximo aislamiento sección 35 mm	8 m	3,90 €/m	31,2	-	-	-
Cable máximo aislamiento sección 50 mm	4 m	6,84 €/m	27,36	-	-	-
Fusibles NH gPV In = 25 + portafusible	4	25,95	103,8	-	-	-
Fusibles NH gPV In = 50 + portafusible	1	32,75	32,76	-	-	-
Fusibles NH gPV In = 80 + portafusible	2	35,95	35,95	-	-	-
Pica de puesta a tierra 2 m	1	35	35	-	-	-
Cableado de puesta a tierra	25 m	4,10 €/m	102,5	-	-	-
TOTAL		48291,86		Total con descuento		30170,88

9. CONCLUSIONES Y VALORACIÓN

Durante la realización del proyecto, se ha llegado a las siguientes conclusiones.

- La condensación de agua requiere demasiada energía. En una zona donde el clima tan lluvioso permite recoger gran cantidad de agua sería más eficiente recoger mucha más agua, almacenarla en depósitos más grandes y depurarla. Esto permitiría una instalación mucho menor.
- Aunque en un principio se pudiera pensar que por la cercanía al Ecuador la localización es óptima para la generación fotovoltaica, se ha comprobado con los datos de irradiación y los resultados obtenidos que hay otros factores también fundamentales que influyen en la idoneidad para esta práctica. En particular, para la zona estudiada, la gran cantidad de nubes durante todo el año estropea el resto de condiciones, que si son óptimas.
- Tras la finalización del proyecto, se hace una valoración del trabajo realizado:
 - Los cálculos y procesos de pensamiento seguido en el proyecto son correctos y tienen valor didáctico.
 - A la hora de adaptar todos los cálculos aquí expuestos se puede descubrir que se han escapado detalles que obliguen a hacer modificaciones. Solo un experto con experiencia en el sector es capaz de conocer y seguir con detalles todos los avances en energía solar y de dar con la mejor solución.
 - Se podría haber estudiado soluciones de otras marcas para comparar resultados.
 - Se podría haber estudiado paneles de otras potencias y características para intentar ajustarse más a las estimaciones iniciales de potencia y superficie instalada.
 - El análisis de los costes podría ser más extenso y minucioso, pero el que se presenta en este proyecto sirve para aproximar bastante bien el precio de la instalación eléctrica.

10. BIBLIOGRAFÍA

Aquí se enumeran todos los libros, programas y enlaces utilizados para realizad el proyecto.

Libros:

- “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red”. Idae
- “Energía Solar Fotovoltaica”. Óscar Perpiñán Lamigueiro
- “Diseño de sistemas fotovoltaicos”. Óscar Perpiñán Lamigueiro
- “La energía solar-Aplicaciones prácticas”. Censolar
- “Energía solar fotovoltaica”. Miguel Ángel Sánchez Maza

Enlaces:

- www.victronenergy.com.es/
- www.idae.es
- www.wikipedia.es
- www.sfe-solar.es
- www.weatherspark.com
- <http://www.meteonorm.com/>
- www.autosolar.com
- www.censolar.org
- Enlace al libro de instrucciones del PLC: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=Cat%C3%A1logo+-+Modicon+M241+y+M251.pdf&p_Doc_Ref=ESMKT01132B14

Software:

- PVsyst
- Hoja de cálculo de Victron

11. ANEXOS

A partir de aquí, se incluyen en orden, los siguientes anexos:

Anexo 1: Ficha técnica del panel solar

Anexo 2: Ficha técnica del regulador

Anexo 3: Ficha técnica de la batería

Anexo 4: Ficha técnica del inversor

Anexo 5: Ficha técnica del monitor de batería

Anexo 6: Ficha técnica del sistema de control y monitorización de la instalación

Anexo 7: Catálogo de fusibles NH y portafusibles

Paneles policristalinos BlueSolar

www.victronenergy.com



BlueSolar policristalino 140W

- El coeficiente de baja tensión-temperatura mejora el funcionamiento a altas temperaturas.
- Rendimiento excepcional con baja luminosidad y alta sensibilidad a la luz en todo el espectro solar.
- Garantía limitada de 25 años en la entrega de potencia y el rendimiento.
- Garantía limitada de 5 años en materiales y mano de obra.
- La caja de conexiones, sellada, hermética y multifuncional, proporciona altos niveles de seguridad.
- Los diodos de derivación de alto rendimiento minimizan las caídas de potencia provocadas por la sombra.
- El sistema avanzado de encapsulación EVA (etileno acetato de vinilo, por sus siglas en inglés) con láminas traseras de triple capa cumple con los requisitos más exigentes para su funcionamiento de alta tensión.
- Un sólido bastidor de aluminio galvanizado permite instalar los módulos sobre el tejado con distintos sistemas estándar de montaje.
- Su vidrio templado de alta transmisión y alta calidad proporciona una dureza y resistencia a los impactos mejorada.
- Modelos precableados de alta capacidad con sistema de conexión rápida y conectores MC4 (PV-ST01).



Conectores MC4

Número de artículo	Descripción	Peso neto	Rendimiento eléctrico bajo STC (1)				
			Nominal Potenci	Tensión máxima	Corriente máxima	Tensión en vacío	Corriente de cortocircuito
			P _{MPP}	V _{MPP}	I _{MPP}	V _{oc}	I _{sc}
		Kg	W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x350x25 mm series 3a	2.2	20	18	1.11	22.5	1.23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x670x25 mm series 3a	3.7	30	18	1.67	22.5	1.85
SPP030401200	40W-12V Poly 450x670x25mm series 3a	4.2	40	18	2.22	22.5	2.46
SPP030501200	50W-12V Poly 540x670x25 mm series 3a	4.3	50	18	2.78	22.2	3.09
SPP030801200	80W-12V Poly 840x670x35 mm series 3a	6.8	80	18	4.44	21.6	5.06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3a (2)	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031001201	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3b (2)	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031401200	140W-12V Poly 1480x673x35 mm series 3a	12	140	20	7.78	21.6	8.85
SPP032502001	250W-20V Poly 1640x992x40mm series 3b	17	250	30	8.33	36.75	8.94
SPP032902400	290W-24V Poly 1956x992x45 mm series 3a	24	290	36	8.06	44,10	8.56

Módulo	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 030401200	SPP 030501200	SPP 030801200	SPP 031001200	SPP 031001201	SPP 031401200	SPP 032502400	SPP 032902400
Potencia nominal (tolerancia ±3%)	20W	30W	40W	50W	80W	100W	100W	140W	250W	290W
Tipo de celda	Policristalina									
Cantidad de celdas en serie	36						60		72	
Tensión máxima del sistema (V)	1000V									
Coeficiente de temperatura de PMPP	-0,47/°C	-0,48/°C			-0,48/°C		-0,48/°C		-0,47/°C	
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,34/°C	-0,34/°C			-0,34/°C		-0,35/°C		-0,34/°C	
Coeficiente de temperatura de Isc (%)	+0,045/°C	+0,037/°C			+0,037/°C		+0,037/°C		+0,045/°C	
Rango de temperatura	-40°C a +85°C									
Capacidad de carga máxima en su superficie	200kg/m ²									
Resistencia máxima al impacto	23m/s, 7,53g									
Tipo de caja de conexiones	PV-LH0801				PV-JH02	PV-LH0808			PV-JB002	
Longitud de los cables/conector	Sin cable	Sin cable	Sin cable	Sin cable	900mm / MC4					
Tolerancia de salida	+/-3%									
Bastidor	Aluminio									
Garantía del producto	5 años									
Garantía sobre el rendimiento eléctrico	10 años 90% + 25 años 80% de la entrega de potencia									
Cantidad mínima de unidades por embalaje	1 panel									
Cantidad por palet	150	100			20			19	18	

1) STC (Condiciones de prueba estándar): 1000W/m², 25°C, AM (masa de aire) 1,5
 2) Aspecto celular del modelo b ligeramente diferente del modelo a

Controladores de carga BlueSolar con conexión roscada- o MC4 PV MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

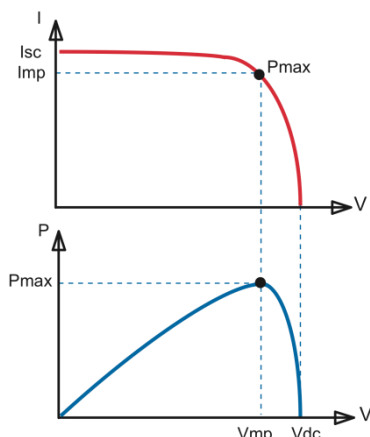
www.victronenergy.com



Controlador de carga solar
MPPT 150/100-Tr



Controlador de carga solar
MPPT 150/100-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)

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

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

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

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

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

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

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

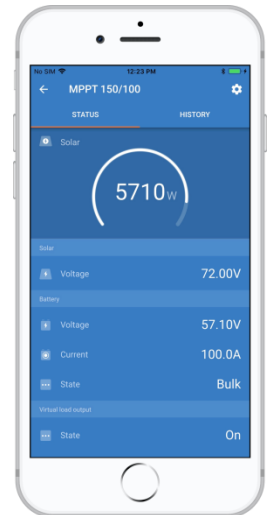
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "Mochila inteligente de conexión VE.Direct a Bluetooth"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Corriente de cortocircuito máxima FV 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	10mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				

CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales FV 3)	35 mm ² /AWG2 (modelos Tr), Dos conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos de hasta 150/70) Tres conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos 150/85 y 150/100)
Bornes de batería	35 mm ² / AWG2
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	3kg / 4,5kg
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95mm / Modelos Tr: 216 x 295 x 103mm Modelos MC4: 246 x 295 x 103mm

ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109-1
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	
2) Un sistema FV con una corriente de cortocircuito más alto dañaría el controlador.	
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)	

Baterías solares OPzS

www.victronenergy.com



OPzS Solar batteries 910

Baterías de placa tubular inundada de larga duración

Vida útil: >20 años a 20°C, > 10 años a 30°C, >5 años a 40°C.
Cantidad de ciclos posibles: más de 1.500 ciclos al 80 % de descarga.
Fabricada según las normas DIN 40736, EN 60896 y IEC 61427.

Mantenimiento reducido

En condiciones normales de funcionamiento, se deberá añadir agua destilada cada 2 – 3 años a 20°C.

Baterías de carga en seco o de electrolitos listas para usar

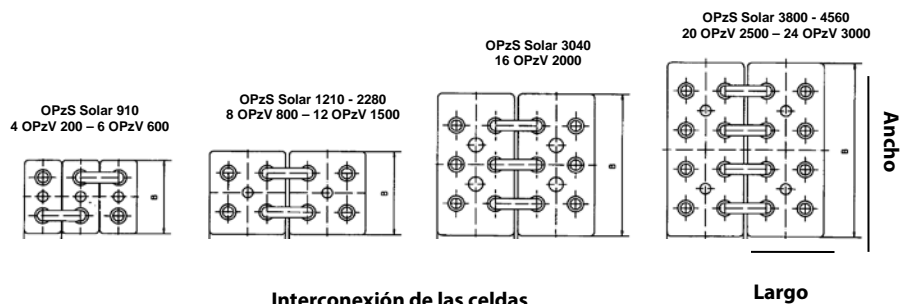
Las baterías están disponibles rellenas de electrolito o cargadas en seco (para almacenamiento prolongado, transporte en contenedor o transporte aéreo). Las baterías cargadas en seco deben rellenarse con ácido sulfúrico diluido (densidad 1,24kg/l @ 20°C).

Las de electrolito pueden ser más resistentes en climas fríos y más frágiles en climas calientes.

Aprenda más sobre baterías y cargas

Para saber más sobre baterías y carga de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Energy Unlimited" (disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde www.victronenergy.com).

Tipo OPzS	OPzS Solar 910	OPzS Solar 1210	OPzS Solar 1520	OPzS Solar 1830	OPzS Solar 2280	OPzS Solar 3040	OPzS Solar 3800	OPzS Solar 4560
Capacidad nominal (120 hr / 20°C)	910 Ah	1210 Ah	1520 Ah	1830 Ah	2280 Ah	3040 Ah	3800 Ah	4560 Ah
Capacidad (10 hr / 20°C)	640 Ah	853 Ah	1065 Ah	1278 Ah	1613 Ah	2143 Ah	2675 Ah	3208 Ah
Capacidad 2 / 5 / 10 horas (% de capacidad de 10 hr.)	60 / 85 / 100 / 120 / 150 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 20 / 24 / 48 / 72 horas (% de capacidad de 120 hr.)	77 / 80 / 89 / 95 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacity 100 / 120 / 240 hours (% de capacidad de 120 hr.)	99 / 100 / 104 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Autodescarga @ 70°F/20°C	3% mensual							
Tensión de absorción (V) @ 70°F/20°C	2,35 a 2,50 V/celda (28,2 a 30,0 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de flotación (V) @ 70°F/20°C	2,23 a 2,30 V/celda (26,8 a 27,6 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de almacenamiento (V) @ 70°F/20°C	2,18 a 2,22 V/celda (26,2 a 26,6 V para una batería de 24 voltios)							
Vida útil en flotación (V) @ 70°F/20°C	20 años							
Cantidad de ciclos @ 80% de descarga	1500							
Cantidad de ciclos @ 50% de descarga	2800							
Cantidad de ciclos @ 30% de descarga	5200							
Dimensiones (al x an x p en mm.)	145 x 206 x 711	210 x 191 x 711	210 x 233 x 711	210 x 275 x 711	210 x 275 x 861	212 x 397 x 837	212 x 487 x 837	212 x 576 x 837
Dimensiones (al x an x p en pulgadas.)	5,7 x 8,1 x 28	8,3 x 7,5 x 28	8,3 x 9,2 x 28	8,3 x 10,8 x 28	8,3 x 10,8 x 33,9	8,4 x 15,6 x 32,9	8,4 x 19,2 x 32,9	8,4 x 22,7 x 32,9
Peso sin ácido (kg. / libras)	35 / 77	46 / 101	57 / 126	66 / 146	88 / 194	115 / 254	145 / 320	170 / 375
Peso con ácido (kg. / libras)	50 / 110	65 / 143	80 / 177	93 / 205	119 / 262	160 / 253	200 / 441	240 / 530



Inversores Phoenix

1200VA - 5000VA (por módulo)

www.victronenergy.com



Phoenix Inverter
24/5000

SinusMax – Diseño superior

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

Potencia de arranque adicional

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

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo y trifásico.

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

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

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

Interfaz para el ordenador

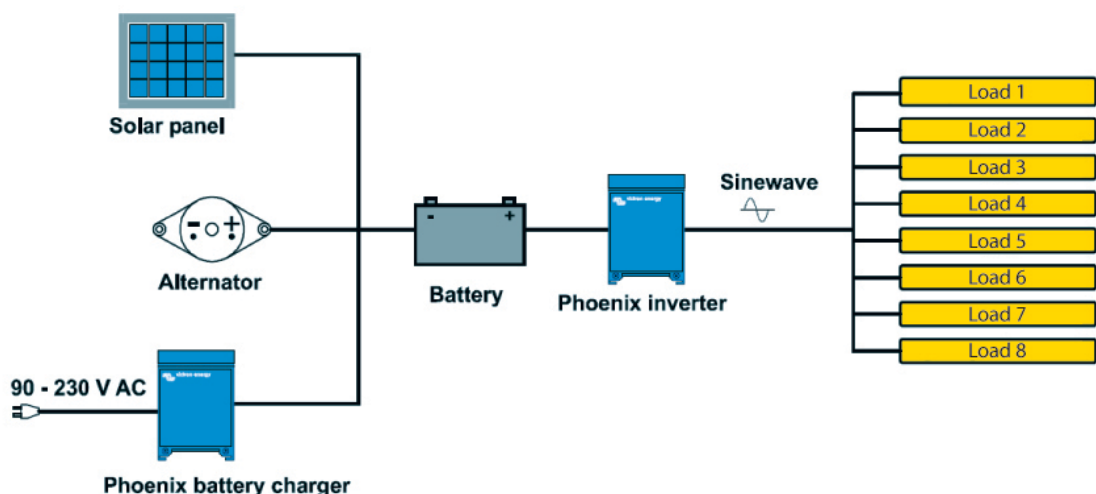
Todos los modelos disponen de un Puerto RS-485. Todo lo que necesita conectar a su PC es nuestro interfaz MK2 (ver el apartado "Accesorios"). Este interfaz se encarga del aislamiento galvánico entre el inversor y el ordenador, y convierte la toma RS-485 en RS-232. También hay disponible un cable de conversión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

Nuevas aplicaciones para inversores de alta potencia

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



Phoenix Inverter Compact
24/1600



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



Panel de Control para Inversor Phoenix

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

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Color Control GX

Proporciona monitorización e control, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure"](#))



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marítima NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-700

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

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

BMV-712 Smart: Bluetooth integrado

www.victronenergy.com



BMV-712 Smart



Embellecedor cuadrado BMV



Derivador BMV 500A/50mV
Con PCB de conexión rápida



Puede ver más capturas de pantalla en la hoja informativa de la app VictronConnect BMV

Bluetooth integrado

Con su Bluetooth integrado, el BMV Smart está preparado para la era del Internet de los objetos (IoT). Gracias a que el Bluetooth está presente en la mayoría de los demás productos de Victron Energy, la comunicación inalámbrica entre productos simplifica la instalación de sistemas y mejora su rendimiento.

Descargue la app Victron Bluetooth

Utilice un smartphone u otro dispositivo con Bluetooth para

- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y
- actualizar el software conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

Fácil de instalar:

Todas las conexiones eléctricas se hacen a la PCB de conexión rápida del derivador de corriente. El derivador se conecta al monitor mediante un cable telefónico estándar RJ12. Se incluye: Cable RJ 12 (10 m) y cable de batería con fusible (2 m); no se necesita más.

También se incluye una placa embellecedora frontal para la pantalla, cuadrada o redonda; una anilla de fijación trasera y tornillos para el montaje frontal.

Control de la tensión del punto medio

Una celda o una batería en mal estado podría destruir una grande y cara bancada de baterías. Cuando las baterías están conectadas en serie, se puede generar una oportuna alarma midiendo la tensión del punto medio. Por favor, consulte el manual del BMV, sección 5.2, para más información.

Le recomendamos nuestro **Battery Balancer** (BMS012201000) para maximizar la vida útil de las baterías de plomo-ácido conectadas en serie.

Bajo drenaje de corriente de la batería

Consumo de corriente: 0,7Ah al mes (1mA) @ 12V y 0,6Ah al mes (0,8mA) @ 24V

En especial, las baterías Li-Ion se quedan prácticamente sin capacidad alguna cuando se descargan hasta el nivel de desconexión por baja tensión.

Tras la desconexión por baja tensión de las celdas, la reserva de capacidad de una batería Li-Ion es de aproximadamente 1Ah por cada 100Ah de capacidad. La batería quedará dañada si se extrae la reserva de capacidad que queda en la batería. Una corriente residual de 10mA, por ejemplo, puede dañar una batería de 200 Ah si el sistema se deja en estado de descarga durante más de 8 días.

Relé de alarma biestable

Evita que el drenaje de corriente se incremente en caso de alarma.

Otras funciones

- Tensión, corriente, potencia, amperios-hora consumidos y estado de la carga de la batería
- Autonomía restante al ritmo de descarga actual.
- Alarma visual y sonora programable
- Relé programable, para desconectar cargas no críticas o para arrancar un generador en caso necesario.
- Derivador de conexión rápida de 500 amperios y kit de conexión
- Selección de la capacidad del derivador hasta 10.000 amperios
- Puerto de comunicación VE.Direct
- Almacena una amplia gama de datos históricos que pueden utilizarse para evaluar los patrones de uso y el estado de la batería
- Amplio rango de tensión de entrada: 6,5 – 70V
- Alta resolución de medición de la corriente: 10 mA (0,01A)
- Entrada adicional para medir la tensión (de una segunda batería), la temperatura o la tensión del punto medio y los ajustes correspondientes de alarma y relé

Monitor de baterías	BMV-712 Smart
Tensión de alimentación	6,5 – 70VCC
Drenaje de corriente; luz trasera apagada	< 1mA
Rango de tensión de entrada, batería auxiliar	6,5 – 70VCC
Capacidad de la batería (Ah)	20 - 9999Ah
Temperatura de trabajo	-40 +50°C (-40 - 120°F)
Mide la tensión de una segunda batería, o la temperatura o el punto medio	Sí
Rango de medición de la temperatura	-20 +50°C
Puerto de comunicación VE.Direct	Sí
Relé biestable	60V/1A normalmente abierto (la función puede invertirse)

RESOLUCIÓN y PRECISIÓN (con derivador de 500 A)	
Corriente	± 0,01A
Tensión	± 0,01V
Amperios/hora	± 0,1 Ah
Estado de la carga (0 – 100%)	± 0,1%
Autonomía restante	± 1 min
Temperatura (0 - 50°C o 30 - 120°F)	± 1°C/°F
Precisión de la medición de la corriente	± 0,4%
Precisión de la medición de la tensión	± 0,3%

INSTALACIÓN Y DIMENSIONES	
Instalación	Montaje empotrado
Frontal	63mm de diámetro
Cubierta frontal	69 x 69mm (2,7 x 2,7 in)
Diámetro del cuerpo	52 mm (2,0 in)
Profundidad del cuerpo	31 mm (1,2 pulgadas)

NORMATIVAS	
Seguridad	EN 60335-1
Emisiones/Normativas	EN 55014-1 / EN 55014-2
Automoción	ECE R10-4 / EN 50498

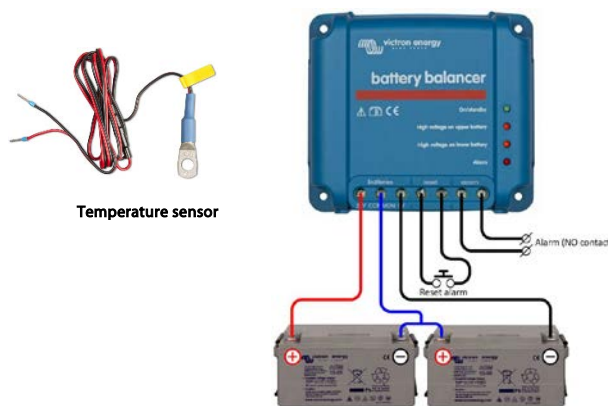
ACCESORIOS	
Derivador (incluido)	500A/50mV
Cables (incluidos)	UTP de 10 metros, 6 seis hilos, con conectores RJ12, y cable con fusible para conexión " + "
Sensor de temperatura	Opcional (ASS000100000)



Derivador de 1000A/50mV, 2000A/50mV y 6000A/50mV
El circuito impreso de conexión rápida del derivador estándar 500A/50mV también puede montarse en estos derivadores.



Cables de interfaz
- Cables VE.Direct para conectar un BMV 712 al Color Control (ASS030530xxx)
- Interfaz VE.Direct a USB (ASS030530000) para conectar varios BMV 70x al Color Control o a un ordenador.



Temperature sensor

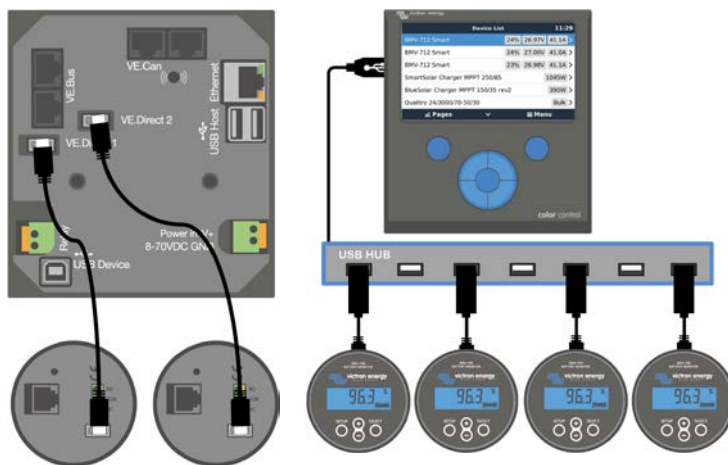
Battery Balancer (BMS012201000)
El Battery Balancer (equilibrador de baterías) equilibra el estado de la carga de dos baterías de 12V conectadas en serie, o de varias cadenas paralelas de baterías conectadas en serie. En el caso de que la tensión de carga de un sistema de baterías de 24V aumente por encima de los 27V, el Battery Balancer se activará y comparará la tensión que llega a las dos baterías conectadas en serie. El Battery Balancer retirará una corriente de hasta 1A de la batería (o baterías conectadas en paralelo) que tenga la tensión más alta. El diferencial resultante de corriente de carga garantizará que todas las baterías converjan en el mismo estado de carga.

Si fuese necesario, se pueden poner varios equilibradores en paralelo.

Una bancada de baterías de 48V puede equilibrarse con tres Battery Balancer.



Color Control
El potente ordenador Linux que se esconde tras la pantalla de color y los botones recoge los datos de cualquier equipo Victron y los muestra en pantalla. Además de comunicarse con equipos de Victron, el Color Control se comunica a través de CAN bus (NMEA2000), Ethernet y USB. Los datos pueden almacenarse y analizarse en el Portal VRM.



Se pueden conectar hasta cuatro BMV directamente al Color Control.
Se pueden conectar incluso más BMV a un concentrador USB para llevar a cabo una monitorización centralizada.

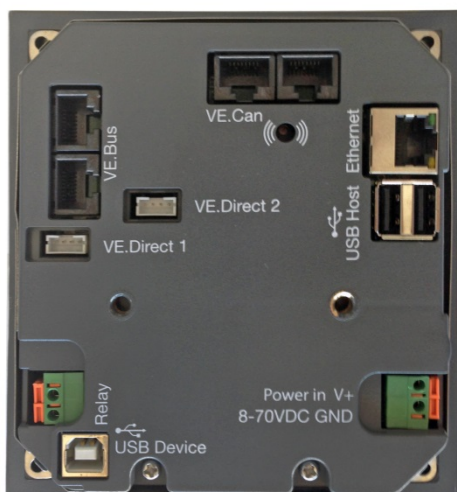
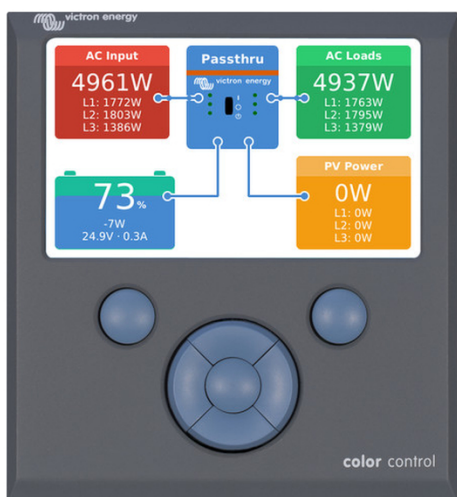


Venus GX
El Venus GX ofrece un control y seguimiento intuitivos. Tiene la misma funcionalidad que el Color Control GX, con unos cuantos extras:
- un coste inferior, principalmente porque no tiene pantalla ni botones
- 3 entradas de emisor del depósito
- 2 entradas de sensor de temperatura

Color Control GX

Versión de firmware v2.04

www.victronenergy.com



Color Control GX

El Color Control (CCGX) ofrece un control y monitorización intuitivos de todos los sistemas eléctricos de Victron. La lista de productos Victron que pueden conectarse es interminable: Inversores, Multis, Quattros, cargadores solares MPPT, monitores de batería BMV, Lynx Ion + Derivador y más.

Portal en línea VRM

El CCGX, además de monitorizar y controlar productos de forma local en el propio CCGX, también envía todas las lecturas a nuestra página web gratuita de monitorización remota: el Portal en línea VRM. Para hacerse una idea de cómo funciona, pruebe nuestra demo en <https://vrm.victronenergy.com>. Vea también las capturas de pantallas más abajo.

Consola remota en el VRM

Monitorice, controle y configure el CCGX de forma remota, a través de Internet. Todo puede hacerse de forma remota, igual que si tuviera el dispositivo delante. La misma funcionalidad también está disponible en la red local, Consola remota sobre LAN.

Arranque/parada automática del generador

Un sistema de arranque/parada altamente personalizable. Utiliza el estado de carga, la tensión, la carga y otros parámetros. Defina un conjunto de reglas especiales para horarios valle y, opcionalmente, una prueba de funcionamiento mensual.

El corazón del ESS - Sistema de almacenamiento de energía

El CCGX es el que gestiona la energía en un sistema ESS. Más información en el manual del ESS: <https://www.victronenergy.com/live/ess:design-installation-manual>

Registro de datos

Al conectarlo a Internet, todos los datos se envían al portal VRM. Si no hay una conexión a Internet disponible, el CCGX almacenará los datos internamente durante 48 horas. Si se inserta una tarjeta micro SD o una memoria USB, se podrán almacenar más datos. Estos archivos pueden subirse al portal VRM o convertirlos fuera de línea con la App VictronConnect para su análisis.

Productos compatibles

- Multis y Quattros, incluidos los sistemas trifásicos y de fase dividida. Seguimiento y control (On/Off y limitador de corriente). Es posible cambiar la configuración (sólo de forma remota a través de Internet, no sin conexión a Internet).
- Cargadores solares BlueSolar MPPT con puerto VE.Direct.
- BlueSolar MPPT 150/70 y el MPPT 150/85 con puerto VE.Can. Si se utilizan varios BlueSolar MPPT con VE.Can en paralelo, se mostrará toda la información combinada. Consulte también nuestro blog sobre [sincronización de varios cargadores solares MPPT 150/70](#).
- La familia BMV-700 puede conectarse directamente a los puertos VE.Direct del CCGX. Para ello, utilice el cable VE.Direct.
- La familia BMV-600 puede conectarse a los puertos VE.Direct del CCGX. Se requiere un cable accesorio.
- Lynx Ion + Derivador
- Derivador Lynx VE.Can
- Cargadores de batería Skylla TG
- Monitores de depósito NMEA2000
- Se puede conectar un GPS USB al puerto USB. La ubicación y la velocidad podrán verse en la pantalla y los datos se enviarán al Portal VRM con fines de localización. El mapa en el VRM mostrará la última posición.
- Inversores FV Fronius

Cuando se tengan que conectar más de dos productos VE.Direct, se puede hacer con USB.

Conexión a Internet

El CCGX puede conectarse a Internet con un cable Ethernet vía Wi-Fi. Para conectarlo vía Wi-Fi, se requiere un accesorio USB para Wi-Fi. El CCGX no tiene módem celular interno: no hay ranura para tarjeta SIM. Utilice un router GPRS o 3G disponible en las tiendas. Consulte nuestro [blog sobre enrutadores 3G](#).

Características destacables

- Cuando está conectado a internet, el CCGX se actualiza automáticamente si hay una nueva versión de software disponible.
- Varios idiomas: Inglés, checo, alemán, español, francés, italiano, holandés, ruso, sueco, turco, chino, árabe.bic.
- Utilice el CCGX como una pasarela Modbus-TCP hacia todos los productos Victron conectados. Consulte nuestras [Preguntas Más Frecuentes sobre Modbus-TCP](#) para más información.
- Con sistema operativo integrado Venus OS de Linux.

<https://github.com/victronenergy/venus/wiki/sales-pitch>

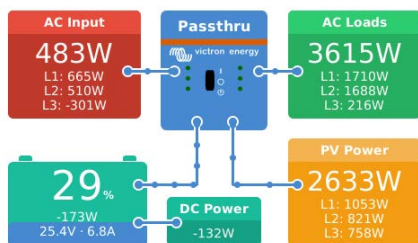
Color Control GX

Versión de firmware v2.04

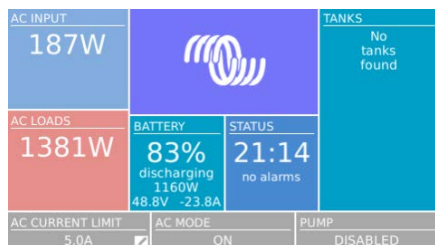
www.victronenergy.com

Color Control GX			
Rango de tensión de la fuente de alimentación	9 – 70V CC		
Consumo de corriente	12V CC	24V CC	48V CC
Desconectado	0mA	0mA	0mA
Pantalla apagada	140mA	80mA	40mA
Pantalla intensidad mínima	160mA	90mA	45mA
Pantalla intensidad máxima	245mA	125mA	65mA
Contacto sin tensión	3A / 30V DC / 250V AC (Normally open)		
Puertos de comunicaciones			
VE.Direct	2 puertos VE.Direct separados – aislados		
VE.Can	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
VE.Bus	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
USB	2 puertos host USB – no aislados		
Ethernet	Toma RJ 45 10/100/1000MB – aislada excpcto apantallado		
Interfaz de terceros			
Modbus-TCP	Utilice el Modbus-TCP para controlar todos los productos conectados al Color Control GX		
JSON	Utilice el VRM JSON API para obtener datos del Portal VRM		
Otros			
Dimensiones externas (al x an x p)	130 x 120 x 28mm		
Rango de temperatura de trabajo	-20 a +50°C		
Normativas			
Seguridad	EN 60950		
EMC	EN 61000-6-3, EN 55014-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1, EN 55014-2		
Sector de la Automoción	E4-10R-053535		

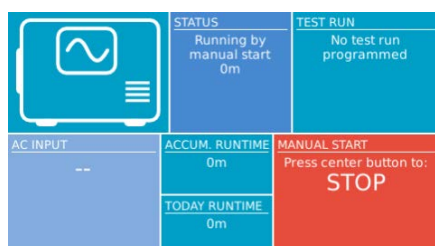
Resumen - Multi con inversor FV en salida



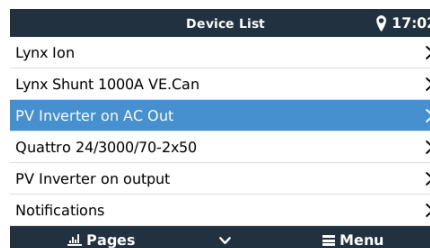
Resumen de móvil y barco



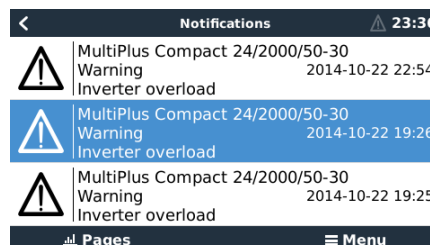
Página de control del generador



Menú principal



Notificaciones de alarma



Vista de mosaicos



FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

NH
1000V DC

NH1

I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
25	373210	30	1/30
32	373215	30	1/30
40	373225	30	1/30
50	373230	30	1/30
63	373235	30	1/30
80	373240	30	1/30
100	373245	30	1/30
125	373250	30	1/30
160	373255	30	1/30
200	373260	30	1/30

NH2

200	373350	30	1/15
250	373360	30	1/15

NH3

200	373425	30	1/15
250	373435	30	1/15
315	373445	30	1/15
355	373450	30	1/15
400	373455	30	1/15



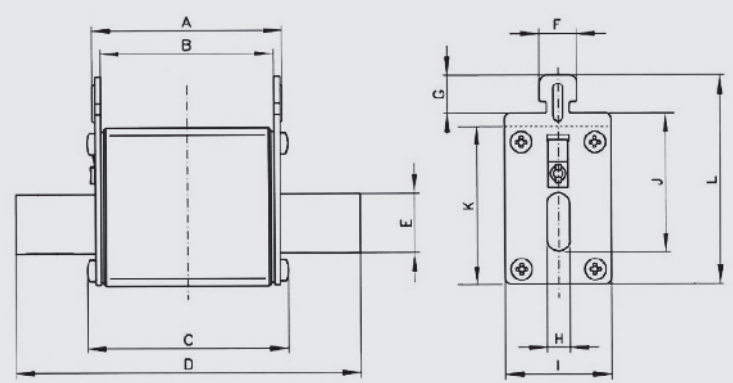
373245



373350

TECNICO gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1
NH2
NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	52	64
NH3	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb FREE
RoHS compliant

TECNICO
CARACTERISTICAS I-I

TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

COMPATIBLE
NH ST BASES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

PAGINA 11

PAGINA 12

PAGINA 08

FOTOVOLTAICOS

BASES PORTAFUSIBLES

PMX BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

DF ELECTRIC lanza al mercado una nueva base portafusible modular para instalaciones fotovoltaicas. La principal novedad que ofrecen es la tensión asignada de 1000 V DC. Están destinadas principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones hasta 1000 V DC. Bases portafusibles modulares para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x38 según norma IEC/EN 60269. Diseño compacto, de dimensiones reducidas, fabricadas con materiales de calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS.

1000V DC

10x38

SIN INDICADOR

POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	I_n (A)	U (V DC)	EMBALAJE Unid./CAJA
1	1	485150	UNIPOLAR	32	1000	12/192
2	2	485151	BIPOLAR	32	1000	6/96

CON INDICADOR

1	1	485152	UNIPOLAR	32	1000	12/192
2	2	485153	BIPOLAR	32	1000	6/96

PATENTED DESIGN



485152

1100V DC

14x51

SIN INDICADOR

1	1,5	485250	UNIPOLAR	50	1000	6/90
2	3	485251	BIPOLAR	50	1000	3/45

CON INDICADOR

1	1,5	485252	UNIPOLAR	50	1000	6/90
2	3	485253	BIPOLAR	50	1000	3/45

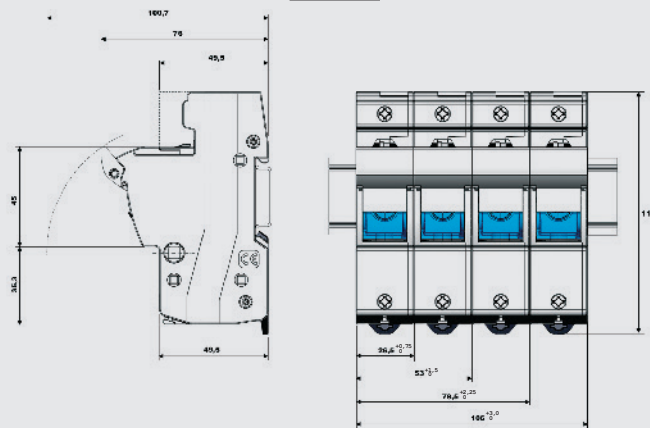
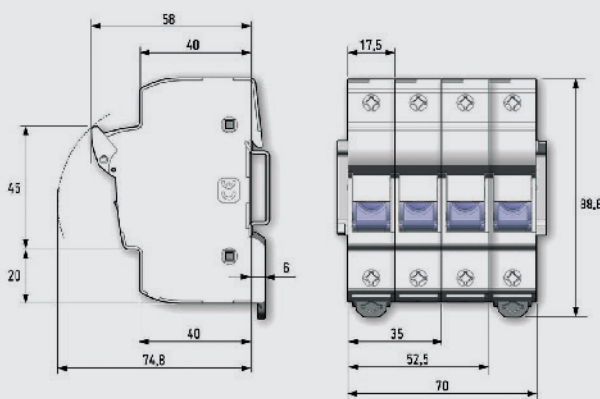
PATENTED DESIGN



485250

10x38

14x51



NORMAS

IEC 60269-1
IEC 60269-2
EN 60269-1
EN 60269-2
UL4248-18

HOMOLOGACIONES



COMPATIBLE

qPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

PAGINA 02

COMPATIBLE

PEINES DE CONEXION Y ACCESORIOS

VER CILINDRICOS