



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

ELECTRIFICACIÓN RURAL DE UNA COMUNIDAD AFRICANA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Alumno: Manuel Díaz Alcalá

Tutor: Prof. D. Jorge Aguilera Tejero
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Junio, 2020



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Don Jorge Aguilera Tejero, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: Electrificación rural de una comunidad africana mediante energía solar fotovoltaica, que presenta Manuel Díaz Alcalá, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, junio de 2020

El alumno:

DIAZ
ALCALA
MANUEL -
26516922S

Firmado digitalmente por DIAZ
ALCALA MANUEL - 26516922S
Nombre de reconocimiento
(DN): c=ES,
serialNumber=IDCES-26516922
S, givenName=MANUEL,
sn=DIAZ ALCALA, cn=DIAZ
ALCALA MANUEL - 26516922S
Fecha: 2020.06.22 20:46:31
+02'00'

Manuel Díaz Alcalá

El tutor:

AGUILERA
TEJERO
JORGE -
25971377F

Firmado
digitalmente por
AGUILERA TEJERO
JORGE - 25971377F
Fecha: 2020.06.23
12:12:41 +02'00'

Jorge Aguilera Tejero

Agradecimientos

No sé cuándo, ni a quién, escuché decir que no hay nada más gratificante que entender la fenomenología del mundo en el que vivimos y, además, poder mejorarlo. Con ese propósito decidí, hace cuatro años, estudiar ingeniería. Hoy, después de un arduo recorrido, me satisface cerrar esta etapa de mi vida elaborando un TFG enfocado en esa misma línea que me impulsó a empezar.

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia por todo el apoyo recibido y haber estado siempre a mi lado. Sin ellos no habría llegado hasta aquí. Gracias, mamá. Gracias, hermana. Gracias, abuela. Gracias, abuelo. Gracias, infinitas gracias.

Gracias a Jorge, mi tutor del TFG, por su implicación y profesionalidad como docente. Sin duda alguna, el principal responsable de que me decantase por un trabajo relacionado con los sistemas fotovoltaicos.

También quiero dar las gracias a OAN International, por permitirme hacer este proyecto con ellos y estar siempre a mi disposición para cualquier cosa. La labor humanitaria que realizan es verdaderamente mirífica.

Tampoco me olvido de todos mis amigos de la carrera, tanto los que hice en Jaén como los que conocí durante mi Erasmus en Polonia. Espero que el futuro nos vuelve a reencontrar. A vosotros también, gracias.

Índice

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. Antecedentes	6
1.2. Motivación	7
1.3. Objetivos	8
2. ¿QUÉ SON LAS MICRORREDES?	9
2.1. Definición	9
2.2. Principios de funcionamiento.....	11
2.3. Energía fotovoltaica en las microrredes.....	14
3. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	16
3.1. Funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica.....	16
3.2. Célula fotovoltaica.....	20
3.3. Módulo fotovoltaico	22
3.3.1. Parámetros del módulo fotovoltaico	28
3.4. Regulador	32
3.4.1. Parámetros del regulador	34
3.5. Acumulador	35
3.5.1. Parámetros del acumulador	38
3.6. Inversor	39
4. ESTUDIO DE LA ZONA A ELECTRIFICAR	41
4.1. Estudio geográfico, demográfico y económico	41
4.2. Situación energética.....	46
5. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA	51
5.1. Estudio previo	51
5.2. Cálculo de la demanda.....	54
6. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS QUE INTEGRAN LA MICRORRED	57
6.1. Dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo para crear la microrred	61

6.1.1.	Cálculo de la inclinación óptima de los módulos.....	62
6.1.2.	Dimensionado del generador fotovoltaico.....	64
6.1.3.	Dimensionado del acumulador	68
6.1.4.	Dimensionado del regulador.....	71
6.1.5.	Dimensionado del inversor	73
6.1.6.	Emplazamiento de la instalación	75
6.1.7.	Esquema unifilar	76
6.2.	Dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo con conexión a la microrred	78
6.2.1.	Dimensionado del inversor	79
6.2.2.	Dimensionado del generador fotovoltaico.....	81
6.2.3.	Esquema unifilar	86
7.	PRESUPUESTO	88
8.	IMPACTOS DEL PROYECTO.....	90
8.1.	Impacto económico	90
8.2.	Impacto social	92
8.3.	Impacto medioambiental	93
9.	CONCLUSIONES.....	95
	Bibliografía	98

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

A mediados del siglo XVIII se empieza a descubrir el fenómeno de la electricidad, pero no es hasta finales del siglo XIX cuando esta empieza a utilizarse de forma práctica en las ciudades. Al principio la energía eléctrica no podía recorrer largas distancias debido a las pérdidas, por lo que las centrales se situaban cerca de los puntos de consumo. Con el paso del tiempo, los avances tecnológicos permitieron poder transportar la energía a largas distancias sin tener pérdidas elevadas.

La electricidad jugó un papel fundamental en la Segunda Revolución Industrial. Una vez que se consiguió transportar la energía eléctrica a largas distancias, los países más industrializados optaron por una generación centralizada. Este tipo de generación está caracterizada por producir en grandes centrales alejadas de los puntos de consumo; además, cuentan con una configuración mallada y radial del sistema de transporte y del sistema de distribución y un flujo de energía unidireccional, desde el generador al consumidor. El principal problema de la generación centralizada es su baja eficiencia, debido a las pérdidas por transporte.

Hoy en día, con el auge de las energías renovables y la gran eficiencia de las pequeñas centrales, se está promoviendo cada vez más un sistema de generación eléctrica distribuida. Este modelo consiste en pequeñas instalaciones de generación conectadas generalmente a la red de distribución y que abarcan cualquier tecnología de pequeña escala que proporciona electricidad en puntos cercanos al consumidor. Una de las grandes ventajas de este tipo de sistemas de generación en comparación con los sistemas de generación centralizada es su ínfimo impacto medioambiental, ya

que suelen basarse en energías renovables y no en combustibles fósiles como los sistemas de generación tradicionales. De esta forma, podríamos decir que la generación eléctrica se está descentralizando.

La generación descentralizada es la que mayor peso tiene en lo que a electrificación rural de comunidades aisladas se refiere, ya que la mayoría de estas zonas se encuentran en Sudamérica y África, lugares en los que los recursos renovables son abundantes. Energías renovables como la eólica o la fotovoltaica se usan para electrificar estas zonas, creando sistemas descentralizados de autoconsumo.

1.2. Motivación

En la actualidad, aunque en los países desarrollados consideramos la electricidad un bien de primera necesidad, hay multitud de regiones en las que aún viven sin electricidad. Estas zonas, por lo general, se encuentran en países subdesarrollados y en lugares aislados donde no existe red eléctrica, por lo que tienen una gran dependencia de los combustibles fósiles para cubrir sus necesidades energéticas. Por este motivo, es de vital importancia hacer accesible la electricidad en estos lugares, jugando los ingenieros un papel imprescindible para ello.

Como culmen de estos cuatro años de estudios, no veía mayor motivación que la de intentar poner todos los conocimientos adquiridos al servicio de la gente que más lo necesita. Personalmente, pienso que no hay nada más enriquecedor que poder mejorar el mundo, aunque solo sea un poco. Con este trabajo, espero adquirir una formación transversal que me permita poder mejorar las condiciones de vida de las personas del tercer mundo el día de mañana si tuviera la oportunidad.

Por último, la idea de diseñar una microrred basada en energía solar fotovoltaica que pueda llevar electricidad a zonas aisladas, es un punto interesante de estudio para, en lo que ahora sería un utópico futuro, poder electrificar el total del planeta de una forma relativamente económica y sostenible desde el punto de vista social, técnico y medioambiental.

1.3. Objetivos

El principal objetivo de este trabajo será llevar electricidad a una comunidad aislada que, actualmente, carece de ella. El fin último de este proyecto en ningún caso será obtener un beneficio económico, sino que será totalmente filantrópico. Para conseguir este objetivo, nos basaremos en la energía fotovoltaica, ya que en este tipo de zonas es accesible y, además, un recurso bastante aprovechable. Como no existe red eléctrica en la comunidad, crearemos una microrred para llevar electricidad a los hogares. La única fuente energética de esta microrred será la fotovoltaica.

En primer lugar, haremos un estudio de la demanda energética de la zona. Para poder hacer una estimación fiel a la realidad, realizaremos un estudio completo, teniendo en cuenta diversos factores, tales como: sus costumbres, horarios de entrada y salida, electrodomésticos habituales en las viviendas, etc.

Además, para estimar la demanda, usaremos datos que nos puedan ser útiles, como puede ser la demanda de zonas cercanas electrificadas o la demanda del país en cuestión. Tendremos en cuenta, que esta demanda no es constante y, por tanto, puede haber picos de demanda a los que intentaremos poner solución.

Hacer una buena estimación de la demanda energética es fundamental, con el objetivo de poder hacer un diseño de la instalación eficaz para la zona que pretendemos electrificar.

Una vez que tengamos la demanda estimada, empezaremos con la parte más técnica del proyecto. Realizaremos el dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo para crear la microrred y el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo con conexión a la microrred de cada una de las cargas, para acabar haciendo un análisis global del proyecto y un presupuesto.

Finalmente, es importante comentar que uno de los principales objetivos de este proyecto, además de la sostenibilidad medioambiental, es que el mantenimiento y evaluación de la instalación pueda ser llevado a cabo por personal de la zona, para poder garantizar la fiabilidad, rendimiento y conservación de la planta. Es fundamental implicar a la gente de la comunidad en el proyecto, inculcándoles el respeto y cuidado de la instalación para que, así, pueda tener éxito a corto y largo plazo, mejorando la calidad de vida de la región.

2. ¿QUÉ SON LAS MICRORREDES?

2.1. Definición

El término microrred se usa para referirse al conjunto de la generación eléctrica y su propia distribución, aunque técnicamente sería, simplemente, la red de distribución. Son sistemas centralizados que pueden utilizar una o varias fuentes de energía como generadores. Las microrredes pueden ser monofásicas o trifásicas y se pueden conectar en nivel de baja o media tensión a la red eléctrica general. Este tipo

de instalaciones, que se empezaron a desarrollar en la década de los 90, se suelen utilizar para electrificar zonas aisladas en las que no existe tendido eléctrico, postulándose, así, como una de las tecnologías más interesantes en lo que a electrificación se refiere. Por definición, una microrred es aquella instalación que no supera los 100kW, distribuye en corriente alterna y su generación es centralizada. Si la instalación supera los 100kW se denomina minirred.

En la siguiente tabla podemos ver cómo se clasifican las redes autónomas en función de su potencia.

POTENCIA DEL SISTEMA	DENOMINACION	GENERACION	CARACTERISTICAS
Hasta 0,5 kW	Sistemas autonomos individuales	Fotovoltaica	Distribucion en CC o CC+CA en vivienda
0,5 hasta 10 Kw	Sistemas autonomos individuales	Fotovoltaica	Normalmente distribucion en CA en vivienda
		Fotovoltaica	
		Grupo	Distribucion en CA a grupo de consumidores.
10 hasta 100 Kw	Sistemas centralizados - MICRORREDES	Aerogenerador	Generacion centralizada
		Las anteriores	
		mas otras	
		fuentes	Distribucion en CA a grupo de consumidores.
100 kW en adelante	MINIRREDES	energeticas	Generacion descentralizada

Tabla 1. Clasificación por potencias de los sistemas autónomos. Fuente: [1]

Normalmente, las microrredes se basan en energías renovables, aunque, en muchos casos, cuentan con grupos electrógenos para poder satisfacer la demanda energética cuando esta no pueda ser cubierta mediante los recursos renovables únicamente. Suelen contar también con baterías para almacenar energía y distribuirla cuando el recurso renovable sea limitado.

La energía fotovoltaica es la más utilizada en microrredes como fuente generadora, ya que es un recurso altamente disponible en la mayoría de lugares, es segura, tiene una vida útil larga y es económica en comparación con otras renovables.

Además, en el hipotético caso de que las líneas del tendido eléctrico general del país en cuestión llegasen algún día a la zona electrificada mediante la microrred, esta se podría conectar al tendido eléctrico general con relativa facilidad, pudiendo verter excedentes a la red general si la legislación del país lo permitiese.

2.2. Principios de funcionamiento

Las microrredes tienen varios tipos de configuraciones, dependiendo, principalmente, del tipo de corriente generada y de las cargas que se pretenden alimentar. La producción de los paneles fotovoltaicos es en corriente continua, así como el almacenamiento en baterías, pero hay otros tipos de tecnologías cuya generación de energía es directamente en corriente alterna.

A continuación se presentan de forma esquemática los principales tipos de configuración en función del tipo de corriente utilizada en el bus de vertido generador.

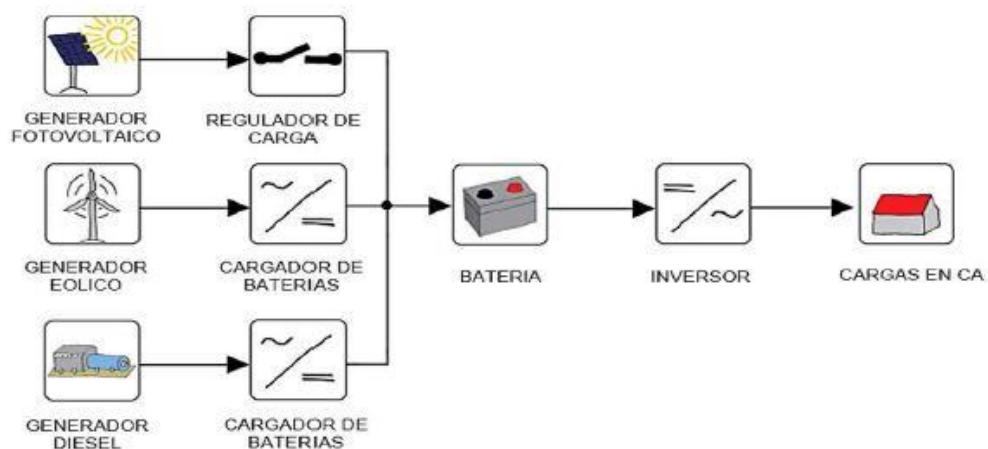


Figura 2. Configuración de bus en CC. Fuente: [1]

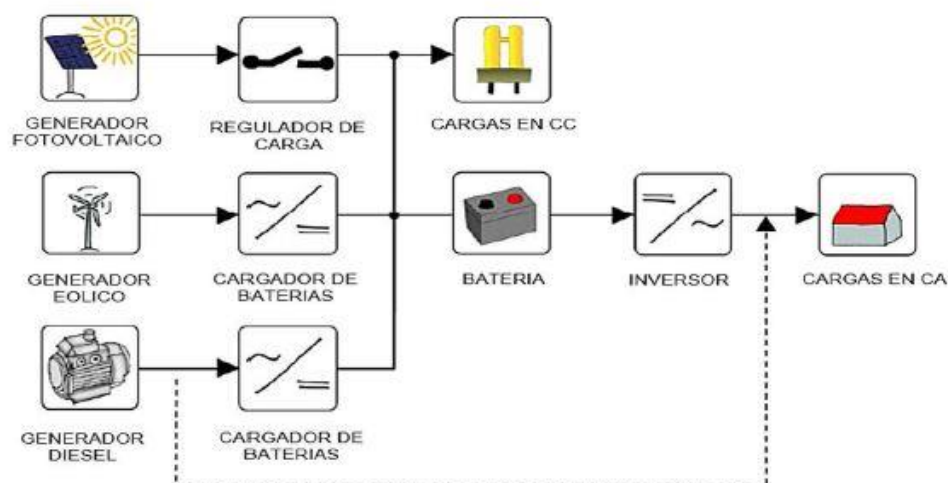


Figura 2. Configuración de bus en CC con cargas en CC. Fuente: [1]

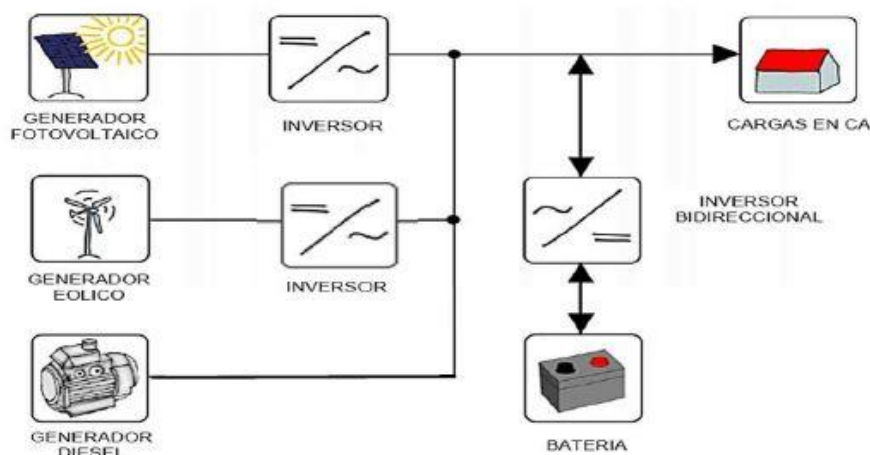


Figura 3. Configuración de bus en CA. Fuente: [1]

Los buses en corriente continua, por lo general, se usan en sistemas pequeños, donde las cargas se encuentran cerca unas de otras; sin embargo, los buses en corriente alterna se usan en sistemas más grandes y en los que las cargas se encuentran alejadas entre sí.

La primera configuración (Figura 1) es el caso más básico, donde las fuentes de generación vierten su producción en una batería, que a través de un inversor CC/CA alimenta los diferentes consumos. El control del sistema es muy simple, tanto que en muchos casos se limita al arranque del grupo electrógeno cuando el nivel de carga en la batería es bajo o cuando se necesita un aporte energético puntual, pero nunca entra en contacto eléctrico directo con los consumos. Se trata de sistemas sencillos, pero bastante fiables y está diseñado fundamentalmente para pequeñas redes de distribución zonales y de consumos controlados.

La configuración siguiente (Figura 2) es igual que la anterior, pero incorpora una salida directa en CC que podría alimentar algún tipo de carga de accionamiento directo cuando la batería está plenamente cargada (por ejemplo, sistemas de bombeo de

agua) evitando de esta forma perder esa energía disponible que no sería usada en el caso de no tener este tipo de alternativa. La función del grupo electrógeno en este caso sería la de reserva energética de emergencia (como en el caso anterior), con la posibilidad adicional de abastecer también directamente las cargas de CA, bien como seguridad ante la avería del inversor CC/CA, bien en paralelo con el inversor siempre y cuando se hubiera diseñado para trabajar de esta forma y tanto el inversor, como el sistema de control, tenga estas funciones implementadas.

La última configuración (Figura 3) es quizá la más compleja pero versátil de todas. Para su funcionamiento debe existir un sistema de control más sofisticado que dictamine las maniobras necesarias para su perfecto funcionamiento, arrancando o parando el grupo electrógeno cuando sea necesario, pero siempre dando prioridad al funcionamiento de las otras fuentes energéticas o la descarga de las baterías para suplir puntas de consumo o situaciones temporales de falta de producción de las fuentes alternativas. Así mismo el resto de los equipos deben de estar preparados para este tipo de gestión y generalmente deberían usarse del mismo fabricante, con el fin de que los sistemas de control y comunicación sean coincidentes para un buen trabajo en campo. Estos sistemas son más exigentes y delicados en su operación y mantenimiento, necesitando una mayor preparación personal que los asista.

2.3. Energía fotovoltaica en las microrredes

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene directamente a través de la luz solar, convirtiéndola en electricidad de corriente continua mediante un tipo de tecnología basada en el efecto fotoeléctrico. En una instalación, se denomina panel fotovoltaico al conjunto de células que integran la unidad generadora. Las células

están hechas de material semiconductor dopado. Normalmente, los módulos o paneles fotovoltaicos se comercializan en modelos de 36, 60 y 72 células, alcanzando potencias superiores a los 300Wp en algunos casos. Los de 36 y 72 células nos dan tensiones nominales de 12 y 24V respectivamente y se pueden usar directamente para cargar baterías mediante un simple regulador de carga. Para este mismo fin, y en el caso de querer usar los de 60 células, necesitaríamos un regulador MPPT que puede trabajar con baterías de diferentes voltajes y, además, maximiza su rendimiento.

En el caso de las microrredes se suelen usar módulos de 60 y 72 células con regulación MPPT al tener los campos solares un tamaño mínimo de varios kWp. Adicionalmente este tipo de módulos son más baratos que los de 36 células, al ser los habitualmente usados para las instalaciones de conexión a red, lo que hace disminuir sensiblemente los costes de adquisición. Este sería el caso de las configuraciones de bus en CC y bus en CC con cargas en CC.

En el caso de usar una configuración de bus en CA, la energía proporcionada por el campo solar, es transformada directamente en CA e inyectada a la línea de distribución general. El equipo que hace esta conversión se denomina inversor de conexión a red y tiene la característica de copiar la forma de onda de la red a la cual está conectada, inyectando la producción en frecuencia y fase y sumándose de esta forma a las producciones de otras fuentes energéticas.

Otra característica de los sistemas fotovoltaicos es que en una disposición de bus en CA no es necesario que exista un solo campo solar, pueden también distribuirse físicamente en otros puntos, sumándose todas sus producciones. Esto es especialmente interesante si tenemos caídas de tensión en las líneas de distribución, podríamos conectar sistemas fotovoltaicos más pequeños a lo largo de la línea, o al

final de ella, paliando en cierta medida este problema. Esta posibilidad de no tener obligatoriamente que centralizar el campo fotovoltaico, nos favorece además en posibles ampliaciones de generación si el consumo se viera incrementado con el tiempo.

En la siguiente ilustración podemos ver la integración de la tecnología fotovoltaica en una microrred.



Figura 4. Ejemplo de una microrred basada únicamente en energía fotovoltaica. Fuente: [1]

3. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. Funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica

Como ya se ha comentado anteriormente, la energía solar fotovoltaica permite obtener electricidad usando el Sol como fuente de energía. Esta radiación solar, que está formada por fotones, incide sobre una célula fotovoltaica generando una transferencia de energía entre dicho fotón y el electrón, que es arrancado del átomo.

Este efecto se denomina efecto fotoeléctrico y es la base fundamental para la generación de energía fotovoltaica.

El material utilizado para las células se consigue tras realizar dopado. Este consiste en agregar impurezas para mejorar la conductividad de un material puro, combinando capas de tipo n y tipo p de un semiconductor. En fotovoltaica el semiconductor más usado es el silicio, pero existen otros. Véase la siguiente figura.

12	13	14	15	16
IIb	IIIa	IVa	Va	VIa
	5 B			
	13 Al	14 Si	15 P	16 S
	31 Ga	32 Ge	33 As	34 Se
48 Cd	49 In		51 Sb	52 Te

www.asifunciona.com

Figura 5. Algunos de los principales semiconductores en verde. Fuente: [2]

La capa tipo n del silicio tiene insertados átomos de impurezas que ceden sus electrones. Generalmente son elementos del grupo V, como el fósforo, que tienen un número mayor de electrones que el actual elemento. El resultado de esta inserción es una capa eléctricamente neutra, ya que los átomos insertados en la red cristalina representan un número muy pequeño con respecto a los átomos puros, pero cuyo número de electrones es superior al que tenía en un principio.

Por otro lado, la capa tipo p recibe la inclusión de átomos con menos electrones que el átomo original. En el caso del silicio se insertan átomos del grupo III, como el

boro o aluminio. El resultado es una capa eléctricamente neutra, por la misma razón que la capa n, pero en este caso con un número menor de electrones.

Una vez establecidas ambas capas, se procede a la unión de estas. La capa n queda cargada positivamente debido a que los electrones sueltos existentes en esta capa fluyen hacia la capa p, que queda cargada negativamente, generándose como resultado un campo eléctrico. La región de unión de estas supone una barrera de potencial, que recibe el nombre de región de agotamiento. Además, se colocan dos terminales eléctricos en cada superficie de las capas conectadas a una carga externa.

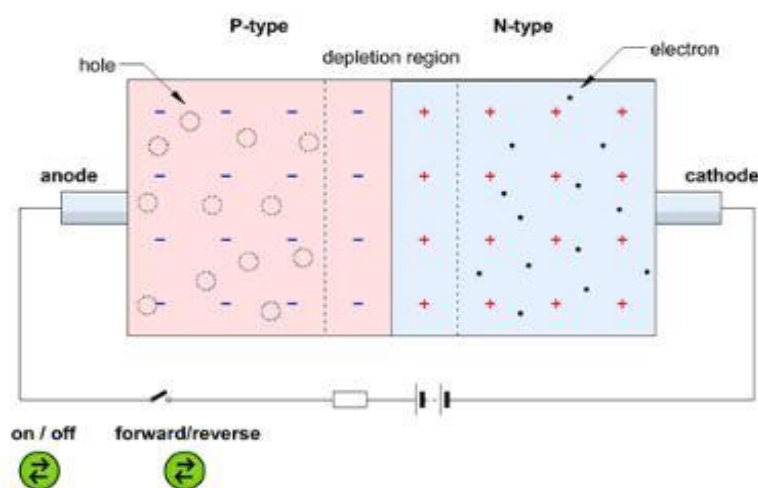


Figura 6. Unión PN. Fuente: [3]

De esta forma, cuando incidan los fotones de los rayos solares sobre la capa n, comunican su energía a los electrones y rompen los enlaces hueco-electrón. Algunos de los electrones, forzados por la barrera de potencial, se conducirán por el circuito exterior antes de poder recombinarse con un hueco, creando así un trabajo útil en forma de corriente eléctrica.

El funcionamiento de una célula se puede representar mediante un circuito eléctrico. La unión de las capas p-n equivale a un diodo, donde la corriente eléctrica circula de la capa p a la capa n, debido a la diferencia de voltaje en los terminales que induce la recombinación por hueco-electrón. Esta corriente se denomina corriente de oscuridad (I_D). La fotocorriente (I_L) es generada por la dificultad de recombinación de portadores, debido a que el campo eléctrico, producido por la iluminación de la unión p-n, los conduce. La corriente final entregada a la carga es la diferencia entre la corriente I_D e I_L .

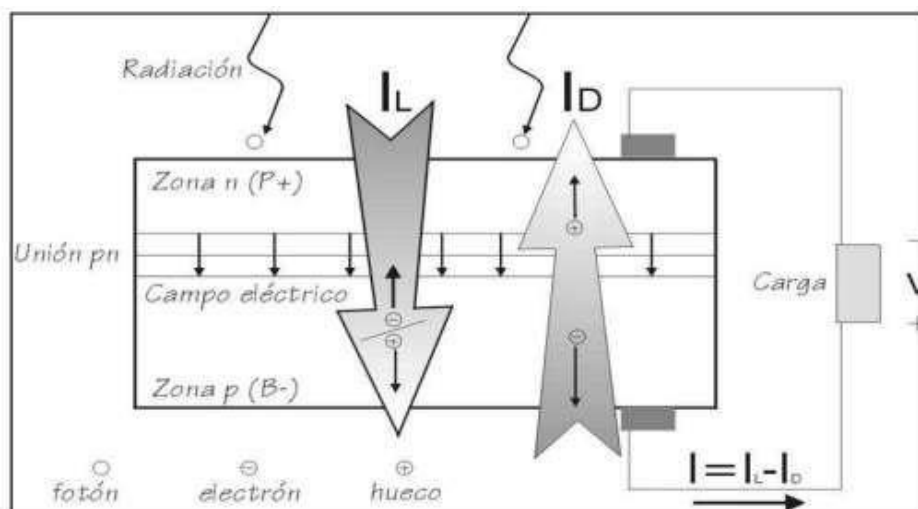


Figura 7. Circuito eléctrico representativo de una célula fotovoltaica. Fuente: [4]

Para representar el circuito eléctrico desde un punto de vista real, tenemos que introducir dos resistencias. En primer lugar, una resistencia asociada a los contactos de los terminales eléctricos sobre la superficie de la célula (R_s); y, en segundo lugar, una resistencia relacionada con las corrientes de fuga por defectos del material o fronteras de grano y en la superficie y bordes del diodo (R_p).

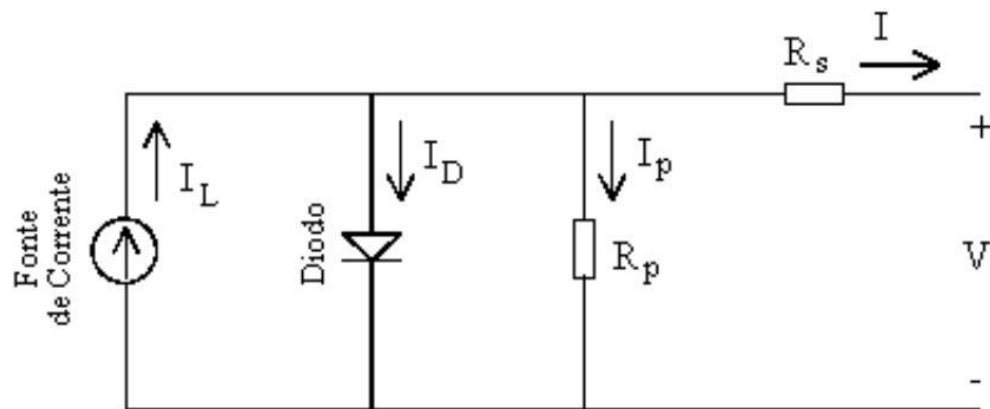


Figura 8. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica. Fuente: [5]

3.2. Célula fotovoltaica

Una célula está constituida por una oblea de material semiconductor como el silicio de un espesor que oscila entre los $100\mu\text{m}$ y los $500\mu\text{m}$, en la que se ha difundido boro y sobre la que se difunde una capa muy fina de $0,2\mu\text{m}$ a $0,5\mu\text{m}$ de fósforo para obtener una unión PN.

Para aumentar el rendimiento de la célula, se aplica un proceso denominado texturización sobre la cara que recibe la luz solar, creando micropirámides superficiales para reducir la reflexión en la superficie de dicha cara. Sobre esta superficie se dispone una rejilla metálica que proporciona una buena conexión eléctrica dejando al descubierto la mayor cantidad posible de superficie receptora de la luz solar. Esto se consigue poniendo láminas metálicas en forma de peine muy finas. Esta rejilla metálica es el terminal negativo de la célula. Para conseguir el terminal positivo se metaliza la cara posterior de la célula. Para terminar el proceso de

conformado de la célula, se deposita una capa antirreflexiva en la cara frontal para hacer más fácil la absorción de fotones.

Para hacernos una idea gráfica de la constitución de una célula fotovoltaica véase la siguiente figura.

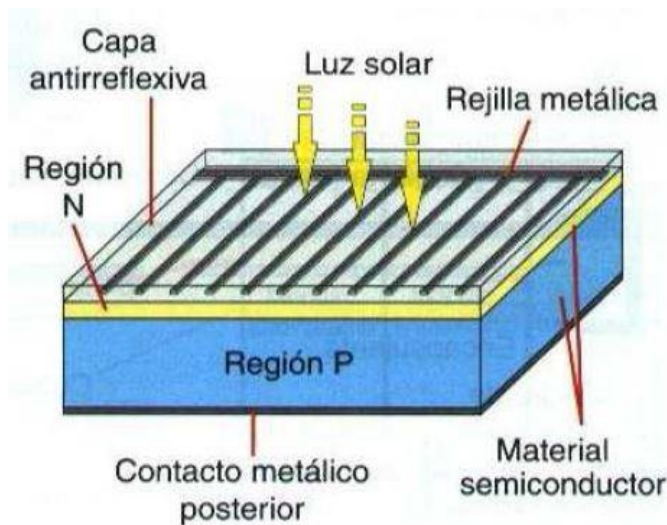


Figura 9. Estructura básica de una célula solar. Fuente: [6]

Como ya se ha mencionado, el silicio es el semiconductor más utilizado en la actualidad para la fabricación de células solares. En la siguiente tabla podemos ver los principales tipos de células usadas en la industria, clasificados en función del material y la tecnología empleados en su fabricación.

Tipo de célula	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15...18 %		Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se gasta mucha energía en su construcción. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
Silicio policristalino	12...14 %		Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo	6...9 %		Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo coste de fabricación.

Tabla 2. Tipos más utilizados de células solares. Fuente: [6]

3.3. Módulo fotovoltaico

El módulo o panel fotovoltaico es la parte esencial de una instalación fotovoltaica. Están formados por células, que son las que generan electricidad de corriente continua basándose en el efecto fotoeléctrico. Las células están conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre un soporte o marco. Existen tres tipos principales de módulos fotovoltaicos en función de las células empleadas en su construcción.

En primer lugar, encontramos el módulo monocristalino, en el que se usa el silicio como semiconductor y se dopa con boro altamente cristalizado. Este tipo de módulo es el más caro, pero tiene la vida útil más larga y, además, es el más eficiente. La principal desventaja de los módulos monocristalinos es que si hay sombras o suciedad en su superficie, el circuito se puede estropear.

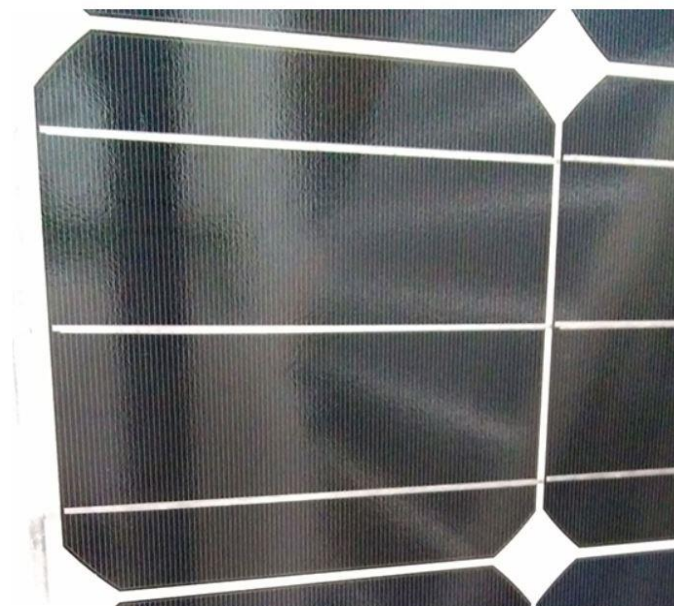


Figura 10. Módulo monocristalino. Fuente: [7]

En segundo lugar, tenemos el módulo policristalino. El semiconductor empleado también es el silicio, con la diferencia de que tiene menos fases de cristalización y, por tanto, es más económico. Presenta dos grandes desventajas en comparación con el módulo monocristalino, y es que su eficiencia y vida útil es menor.

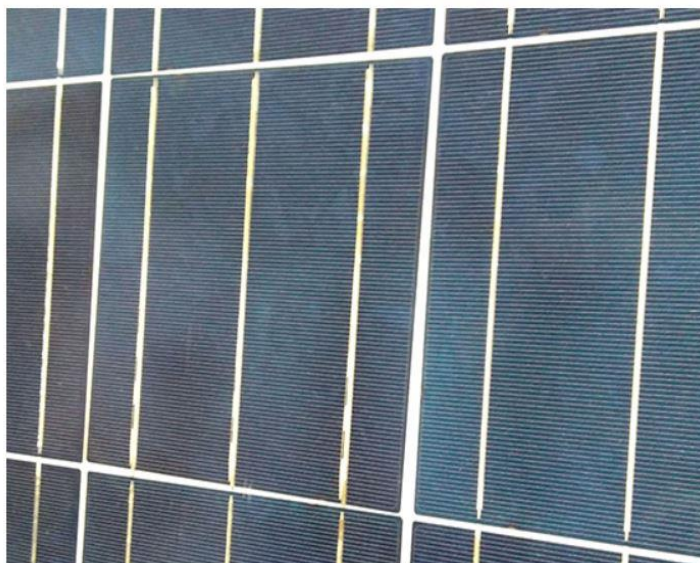


Figura 11. Módulo policristalino. Fuente: [7]

Por último, citaremos el módulo amorfo, que está formado por una capa fina de distintos materiales como, por ejemplo, el silicio amorfo, arseniuro de galio o cadmio, diseleniuro de cobre o indio con un espesor de $1\mu\text{m}$ cada material y una capa de entre $10\mu\text{m}$ y $50\mu\text{m}$ de silicio cristalino. Aunque su eficiencia no es tan alta, son paneles con una gran flexibilidad y baratos, por lo que su principal uso es doméstico.



Figura 12. Módulo amorfo. Fuente: [8]

Una vez que hemos presentado los diferentes tipos de módulos, vamos a ver cómo se pueden conectar estos módulos. Existen tres formas de conectar las placas solares: en paralelo, en serie, o bien de forma combinada en serie y paralelo.

La conexión en paralelo se realiza conectando por un lado todos los polos positivos de las placas de la instalación solar, y por el otro, conectando todos los polos negativos. De esta forma, se mantiene el voltaje o tensión de las placas solares mientras que se suma la intensidad.

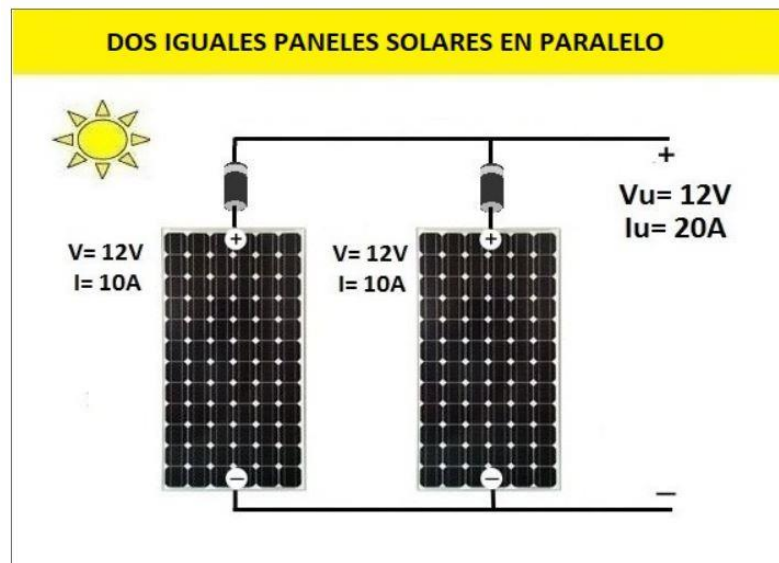


Figura 13. Conexión de módulos en paralelo. Fuente: [9]

Mediante la conexión en serie se conectan directamente las placas solares entre sí, conectando el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. A diferencia de la conexión en paralelo, se mantiene la intensidad y se suma el voltaje.

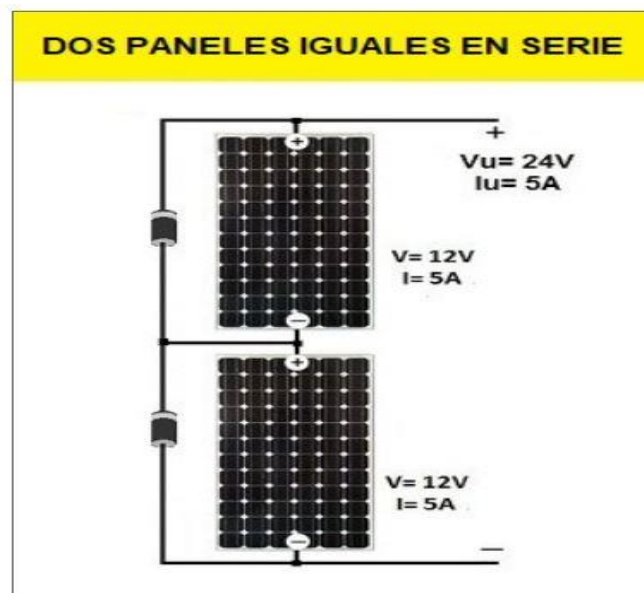


Figura 14. Conexión de módulos en serie. Fuente: [9]

La conexión mixta en serie y paralelo permite obtener un voltaje no demasiado alto y, a su vez, multiplicar el amperaje total de la instalación. De esta forma, gracias a esta conexión se aumenta tanto el voltaje como la intensidad, la cual el regulador MPPT adaptará posteriormente a las características de las baterías.

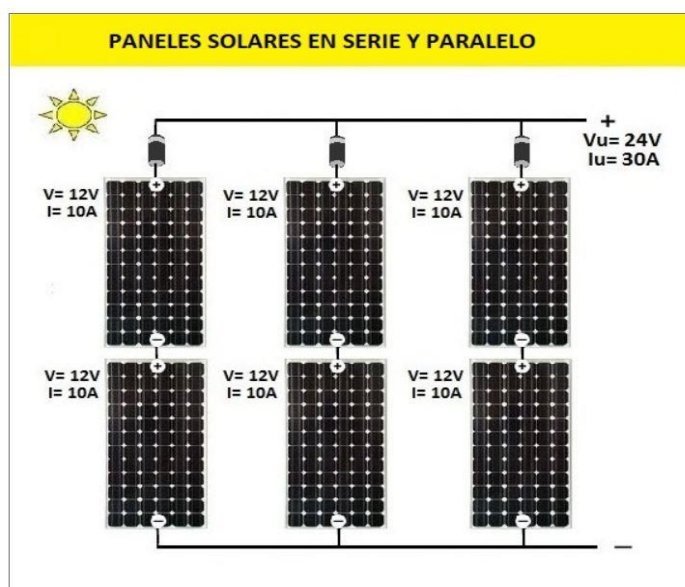


Figura 15. Conexión de módulos serie-paralelo. Fuente: [9]

Ahora que ya hemos definido los tipos de módulos y sus distintas conexiones, vamos a ver los elementos que componen el panel fotovoltaico, ya que además de las células, que son el elemento principal, existen otros elementos que protegen al módulo frente a posibles agentes externos.

Entre estos elementos destacaremos los siguientes: la cubierta exterior de cara al sol, encargada de facilitar al máximo la transmisión de la luz solar; el encapsulante, que suele ser de silicona o EVA; la protección posterior, que otorga rigidez y protección frente a los agentes atmosféricos; el marco metálico, cuya función es asegurar la rigidez y estanqueidad del conjunto; el cableado y las bornas de conexión, protegidas de la intemperie por medio de cajas estancas; y, para finalizar, el diodo de protección,

cuya misión es proteger frente a sobre cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento del panel.

Véase la siguiente figura ilustrativa de los elementos de un panel:



Figura 16. Elementos del módulo fotovoltaico. Fuente: [10]

3.3.1. Parámetros del módulo fotovoltaico

Para poder determinar el funcionamiento de un panel fotovoltaico necesitamos conocer sus parámetros identificativos, que serán los que aparecerán en la hoja de características que nos proporciona el fabricante. Cuando los módulos reciben la radiación solar generan una corriente y un voltaje, cuyos valores son dependientes de la temperatura, irradiación y del punto de trabajo impuesto por la carga. La curva característica o curva V-I del módulo fotovoltaico define su comportamiento y en ella aparecen los parámetros que lo definen.

En la siguiente figura podemos ver esta curva:

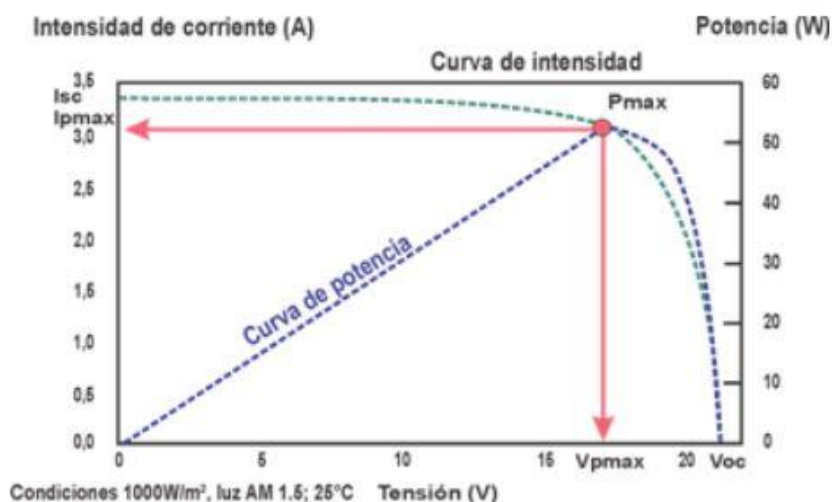


Figura 17. Curva característica del módulo fotovoltaico. Fuente: [11]

Así pues, los parámetros más importantes del módulo fotovoltaico son:

-Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la corriente máxima que circularía por el panel al incidir la luz solar cuando cortocircuitamos los terminales del módulo, es decir, cuando el voltaje es cero.

-Tensión de circuito abierto (V_{oc}): se obtiene al dejar los terminales del panel en circuito abierto, siendo la tensión que aparece entre ellos máxima al incidir la radiación solar.

-Factor de forma (FF): sirve para evaluar la eficiencia del módulo. Se calcula como el cociente entre la potencia máxima que puede generar la célula y el producto de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) con la intensidad de cortocircuito (I_{sc}). El valor ideal del factor de forma sería 1.

$$FF = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

(Ecuación 1)

-Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$): es un punto de trabajo en el que la potencia entregada a la carga es máxima.

$$P_{m\acute{a}x} = FF * V_{oc} * I_{sc}$$

(Ecuación 2)

-Corriente máxima ($I_{m\acute{a}x}$): es la corriente en el punto de máxima potencia.

-Tensión máxima ($V_{m\acute{a}x}$): es la tensión en el punto de máxima potencia.

-Rendimiento o eficiencia (η): es el cociente entre la potencia máxima que puede entregar el panel y el producto de la superficie del módulo y la irradiancia que recibe.

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A * G}$$

Donde:

η = rendimiento

$P_{\text{máx}}$ = potencia máxima (W)

A = área del módulo (m^2)

G = irradiancia recibida (W/m^2)

(Ecuación 3)

Estos parámetros se obtienen en unas condiciones estándares de medida, que son las siguientes:

- Irradiancia (G) = $1000W/m^2$
- Distribución espectral de la radiación incidente = 1,5AM
- Temperatura de la célula = $25^{\circ}C$
- Incidencia normal sobre el panel.

Otro parámetro que aporta el fabricante es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC). La TONC nos permite calcular la temperatura de célula para unas condiciones dadas cualesquiera de irradiancia y temperatura ambiente mediante la *Ecuación 4*. Este parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células del módulo cuando este se somete a unas condiciones específicas de operación que son las siguientes:

- Irradiancia (G) = $800W/m^2$
- Distribución espectral de la radiación incidente = 1,5AM

-Velocidad del viento: 1m/s

-Incidencia normal sobre el panel.

-Temperatura ambiente = 20°C

$$T_c = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) * G}{800}$$

Donde:

T_c = temperatura de célula (°C)

T_{amb} = temperatura ambiente (°C)

$TONC$ = temperatura de operación nominal de la célula (°C)

G = irradiancia recibida (W/m²)

(Ecuación 4)

3.4. Regulador

Para que un sistema fotovoltaico autónomo pueda suministrar energía eléctrica a las cargas en cualquier momento, necesita un sistema de acumulación (baterías) que almacene la energía sobrante producida durante el día en las horas de radiación, para poder entregarla cuando la luz solar sea nula. El encargado de gestionar la carga y descarga del sistema de acumulación es el regulador. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo coste en comparación con otros componentes de la instalación,

es fundamental para proteger y garantizar la vida útil del sistema de acumulación y mejorar el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Las principales funciones del regulador en un sistema fotovoltaico son proteger a la batería de acumuladores contra la sobredescarga y la sobrecarga, limitando la tensión de fin de carga, así como evitar la descarga nocturna de la batería sobre el generador fotovoltaico.

El regulador controla el estado de carga de la batería midiendo la tensión en sus bornes. A partir de esta tensión, se desarrolla la estrategia de control de la carga, de ahí la importancia de tomar una buena medida evitando las caídas de tensión que se producen en los cables de conexión y en los dispositivos de protección que puede haber entre la batería y el regulador.

En la siguiente imagen vemos la conexión entre la batería y el regulador para medir la tensión en los bornes de la batería:

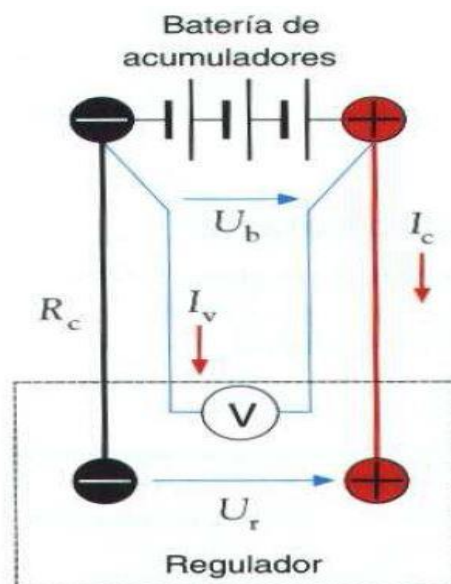


Figura 18. Medida de la tensión en la batería. Fuente: [6]

Por lo general, los reguladores se conectan en serie para poder desconectar el suministro de la batería frente a posibles problemas. Aunque se pueden conectar en paralelo también, se evita hacerlo, ya que presentan una limitación en la corriente de trabajo.

3.4.1. *Parámetros del regulador*

Los parámetros más importantes del regulador son:

-Voltaje máximo admitido: es la máxima tensión que el regulador permite suministrar a la batería. El intervalo entre este valor y la tensión a la que pasa toda la corriente producida por los paneles se denomina intervalo de histéresis superior. Si este intervalo es muy pequeño, el regulador reconoce que esta frente a una situación de sobrecarga y detiene el suministro.

-Voltaje de desconexión: es el voltaje al que se desconectan las cargas para evitar una sobredescarga de la batería. El intervalo de histéresis inferior es la diferencia entre este valor y el que permite la reconexión de nuevo a la carga.

-Intensidad máxima de carga: es la máxima corriente proveniente de los módulos que es capaz de admitir el regulador.

-Intensidad máxima de consumo: es el valor máximo de corriente que se puede disipar por el regulador.

Existen dos tipos de reguladores que son los más usados en el área de la fotovoltaica: los reguladores PWM (Puls With Modulation) y los MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Los reguladores PWM son reguladores sencillos que actúan como interruptores entre las placas fotovoltaicas y la batería. Estos reguladores fuerzan a los módulos fotovoltaicos a trabajar a la tensión de la batería, sin ningún tipo de instalación extra. Por ejemplo, si la batería es de 12 V, los paneles cargarán la batería con una tensión de 12 V.

Con los reguladores MPPT se suele sacar más rendimiento a los módulos fotovoltaicos, y permite la utilización de paneles que no se pueden emplear con los reguladores PWM por incompatibilidad entre la tensión del panel y la batería. También presenta otras ventajas como la posibilidad de añadir paneles en serie con un voltaje total superior al del banco de baterías, evitando así, en gran medida, las típicas pérdidas por ir a bajo voltaje y alta intensidad en corriente continua.

La elección entre un tipo u otro de regulador dependerá del tipo de instalación que vayamos a hacer y del tipo de paneles empleados, pero si usamos módulos de 60 células o el voltaje del campo fotovoltaico es superior al voltaje del banco de baterías es obligatorio usar un regulador MPPT. Si la instalación es de una potencia baja como puede ser la de una vivienda doméstica, será más conveniente usar un regulador PWM, ya que son más económicos; sin embargo, si la instalación tiene que proporcionar mucha potencia deberíamos utilizar un regulador MPPT.

3.5. Acumulador

El acumulador o batería es una parte fundamental en una instalación fotovoltaica. Su función es la de almacenar energía y poder suministrarla cuando la irradiación solar sea baja o nula. Dimensionar y seleccionar de forma correcta el acumulador es muy importante porque en el caso de que no se hiciera bien, cuando la irradiancia sea nula,

se produciría un corte total del suministro eléctrico. Además, también tenemos que prestar un especial cuidado en no sobredimensionar la batería, ya que el precio de la instalación subiría de forma considerable innecesariamente.

La unidad básica de una batería se denomina “celda”, reservándose el nombre batería a la unión de dos o más celdas conectadas en serie, en paralelo o en ambas formas para conseguir la tensión y la capacidad que se desea. La celda está formada por los siguientes componentes: electrodos (cátodo y ánodo), electrolito (sustancia que contiene iones en su composición orbitando libremente, lo que le ayuda a comportarse como un conductor eléctrico) y separadores (para realizar una separación de los componentes de su interior).

La energía eléctrica es almacenada o liberada mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones entre electrodos, conectados interiormente por un electrolito, para llevar a cabo reacciones específicas de reducción-oxidación. Es bastante usual utilizar catalizadores para acelerar las tasas de reacción.

El principio de funcionamiento de una batería está basado en un proceso reversible llamado reducción-oxidación, donde uno de los componentes se oxida, perdiendo electrones, y el otro componente se reduce, ganando electrones. Así pues, podemos decir que es un proceso en el que los componentes, simplemente, cambian su estado de oxidación. Además, cabe destacar que estos componentes pueden volver a su estado inicial dándose las circunstancias adecuadas para ello. Estas circunstancias son el cierre del circuito externo durante el proceso de descarga y la aplicación de una corriente externa durante el proceso de carga.

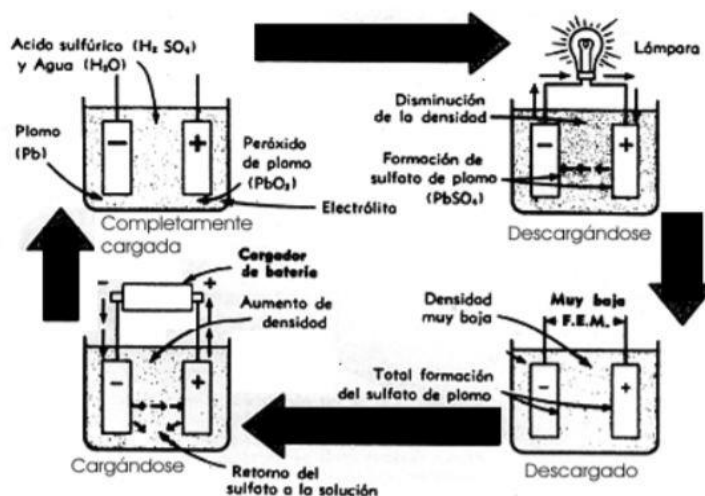


Figura 19. Funcionamiento de una batería de plomo-ácido. Fuente: [12]

Para poder garantizar el buen funcionamiento de una batería tenemos que controlar algunos parámetros, entre los que cabe destacar: una correcta temperatura, buena ventilación, evitar el arranque de coches con baterías destinadas al uso fotovoltaico y llevar un mantenimiento adecuado.

Aunque en fotovoltaica las más usadas son las de plomo-ácido, en el mercado podemos encontrar una gran variedad de baterías que, principalmente, se diferencian por los electrolitos utilizados para su fabricación. En la siguiente tabla podemos ver algunos tipos de baterías:

Tecnología	Potencia [MW]	Tiempo de descarga [ms-h]	Rangos de Eficiencia	Densidad de potencia [W/kg]	Densidad de energía [Wh/kg]	Durabilidad del almacenamiento	Vida útil (años)	Ciclos de vida
Plomo-ácido	>20	s-h	0.70-0.90	75-300	30-50	min-días	5-15	2000-4500
NaS	0.05-8	s-h	0.75-0.90	150-230	150-250	s-h	10-15	2500-4500
Ni-Cd	>40	s-h	0.60-0.73	50-1000	15-300	min-días	10-20	2000-2500
Li-ion	>0.01	m-h	0.85-0.95	50-2000	150-350	min-días	5-15	1500-4500
VRFB*	0.03-3	s-10h	0.65-0.85	166	10-35	h-meses	5-10	10,000-13,000
Zn-Br	0.05-2	s-10h	0.60-0.70	45	30-85	h-meses	5-10	5000-10,000

*VRFB: Vanadium Redox Flow Battery

Tabla 3. Características de diferentes tipos de baterías. Fuente: [13]

3.5.1. *Parámetros del acumulador*

Los parámetros eléctricos más importantes que tenemos que tener en cuenta a la hora de seleccionar una batería son los siguientes:

-Capacidad nominal (C): es la máxima cantidad de electricidad que puede obtenerse tras la descarga total de una batería que está completamente cargada. Se suele medir en amperios-hora (Ah). Aunque las baterías no tienen una respuesta completamente lineal, para hacernos una idea de su capacidad, podríamos decir que si tuviésemos una batería de C200 quiere decir que puede transmitir una corriente de 200A en una hora, 20A en diez horas, y así sucesivamente.

-Tensión nominal (V): es la tensión de trabajo de la batería.

-Profundidad de descarga: se trata del porcentaje de la carga de la batería que se ha sacado cuando el acumulador estaba completamente cargado. Se calcula como el cociente entre la energía que ha sido extraída y su capacidad nominal. Este

parámetro, en una batería comercial, se suele situar alrededor del 70%. El fabricante tiene que proporcionar gráficas que relacionen el número de ciclos de la batería con la vida útil de la misma, ya que, durante esta vida útil, varía el número de ciclos de carga y descarga dependiendo de la profundidad de descarga.

-Eficiencia de la carga: es la relación entre la energía utilizada para cargar la batería y la energía realmente almacenada. Lo ideal sería una eficiencia del 100%, pero esto es prácticamente imposible en la realidad, ya que ninguna batería es capaz de suministrar como energía eléctrica la energía que absorbe.

-Vida útil: es el número de ciclos que puede realizar una batería a una determinada profundidad de descarga y es directamente proporcional a la esta.

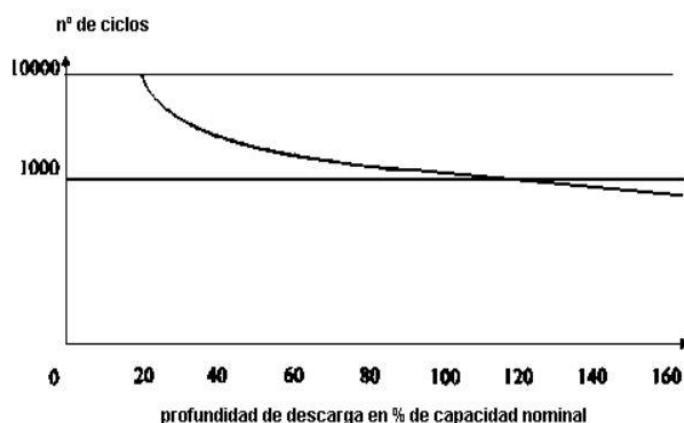


Figura 20. Variación de la vida útil en función de la profundidad de descarga. Fuente: [14]

3.6. Inversor

Los convertidores son dispositivos electrónicos que permiten alterar la tensión y corriente que reciben, transformándola y haciéndola apta para el uso que se busca.

Dentro de los denominados convertidores encontramos un tipo específico llamado inversor. Los inversores son dispositivos que transforman una tensión de entrada de corriente continua en una tensión de salida simétrica de corriente alterna, pudiendo conseguir la frecuencia y el tipo de onda deseados.

La característica principal de un inversor es la tensión de entrada que tiene que coincidir con la del generador. De esta forma, conseguimos alcanzar la máxima potencia y aumentar la eficiencia de esta. La eficiencia de un inversor será la relación que exista entre la potencia entregada y entre la potencia de entrada.

Existen muchos tipos de inversores y se pueden clasificar de varias maneras. Atendiendo a la topología del circuito de potencia, podemos diferenciar entre monofásicos y trifásicos. Si nos fijamos en su modo de funcionamiento, tenemos los que se comportan como fuente de tensión y los que actúan como fuente de corriente. Por último según el método de síntesis de la onda de salida, tenemos los de variación de la tensión de entrada, los de variación del ancho de impulso y los de modulación del ancho de pulso (PWM de alta frecuencia).

Para finalizar, mencionaremos los inversores bidireccionales o híbridos, que son aquellos que permiten hacer la conversión de corriente continua a alterna y viceversa. En fotovoltaica este tipo de inversor nos ofrece una gran versatilidad y se suele utilizar mucho en instalaciones aisladas, ya que nos permite conectar la instalación fotovoltaica a las cargas suministrándole la energía eléctrica de corriente alterna que necesitan y, además, poder aprovechar el excedente si lo hubiese.

En la Figura 21 vemos cómo funciona el inversor híbrido, intercambiando energía con la batería en ambas direcciones:

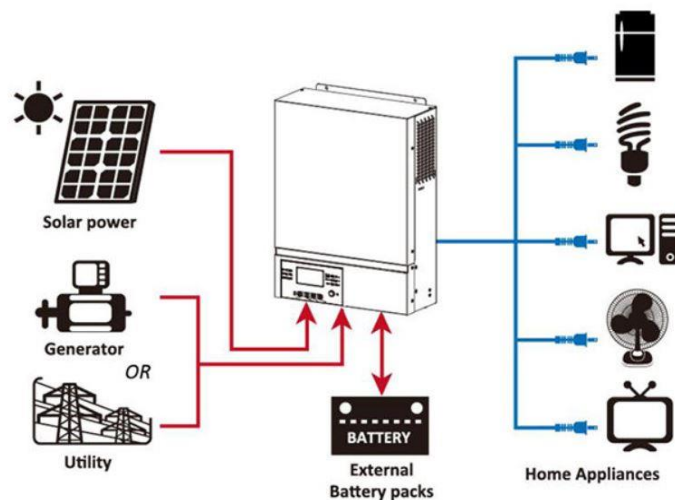


Figura 21. Conexión de un inversor híbrido. Fuente: [11]

4. ESTUDIO DE LA ZONA A ELECTRIFICAR

A continuación vamos a analizar, desde varios puntos de vista, el lugar en el que vamos a llevar a cabo el proyecto, para así tener una perspectiva global del contexto en el que trabajaremos. El país en el que realizaremos la instalación será Benín, y más concretamente en Waré, una pequeña comunidad junto al “arrondissement” de Nikki.

4.1. Estudio geográfico, demográfico y económico

Benín es un país africano ubicado al oeste del continente. Hace frontera con Togo al oeste, Burkina Faso y Níger al norte, Nigeria al este y con el océano Atlántico al sur. Su capital es Porto-Novo, pero la ciudad más grande del país es Cotonú, donde se encuentra la sede del gobierno. La superficie de Benín ronda los 115.000 km².



Figura 22. Ubicación geográfica de Benín. Fuente: [15]

El país está dividido en 12 departamentos, que a su vez se dividen en 77 comunas. Estos departamentos son: Alibori, Atakira, Atlantique, Borgou, Collines, Kuoffo, Donga, Littoral, Mono, Ouémé, Plateau y Zou. Dentro del departamento de Borgou encontramos la comuna de Nikki, con unos 150.000 habitantes, que se divide en 7 “arrondissements”: Biro, Gnonkourokali, Ouénou, Sérékalé, Suya, Tasso y Nikki. En cuanto a la población, esta está distribuida uniformemente entre todos a excepción de Nikki, con una población de unos 70.000 habitantes y Suya, con cifras en torno a los 8.000 habitantes. El “arrondissement” de Nikki se divide, a su vez, en 16 localidades: Bouassi, Boukanere, Danri, Gan Maro, Gah Maro Peulh, Gori, Gourou, Kali, Kpawolou, Maro, Monnon, Wonko, Sakabansi, Takou, Tontarou y Tontarou Peuhl.



Figura 23. División administrativa de Benín. Fuente: [16]

Nuestro proyecto no se desarrollará en ninguna de las 16 localidades que componen Nikki, sino que se llevará a cabo en una pequeña aldea situada a escasos kilómetros de Maro, llamada Waré.

En la Figura 24 podemos ver la situación geográfica de la comunidad de Waré, limitada por un cuadrado negro:



Figura 24. Situación geográfica de Waré. Fuente: [17] y Elaboración propia

Benín cuenta con una población de aproximadamente 11.485.000 personas, siendo el 49,9% hombres y el 51,1% mujeres. La esperanza de vida al nacer en 2017 era de 61,174 años. A pesar de que el nivel de vida del país es bajo, la tasa neta de inscripción escolar a nivel primario en ese mismo año era del 97,211%. Observando la Figura 25 vemos cómo ha evolucionado su cantidad de habitantes a lo largo de los años.

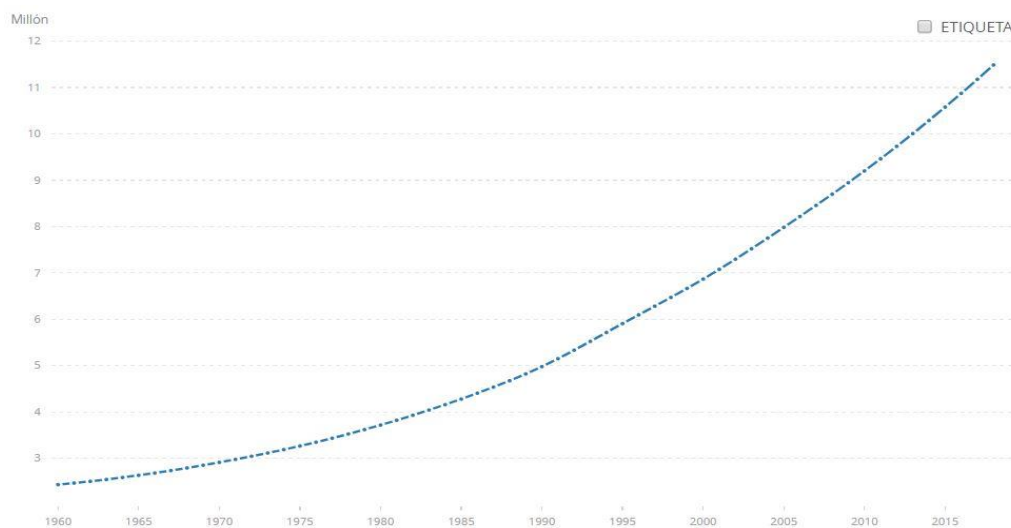


Figura 25. Curva evolutiva de la población en Benín. Fuente: [18]

En cuanto a la calidad de vida, si utilizamos el PIB per cápita como indicador, podemos observar en la Figura 26 que en 2018 fue de 901,54USD, lo que sería igual a 830,86€. Este valor de PIB per cápita es extremadamente bajo si lo comparamos con cualquier país desarrollado; por ejemplo, en España rondó los 27.986€ en 2018. Atendiendo a este parámetro vemos que el nivel de vida de los habitantes de Benín es muy bajo, donde entorno al 36% de la población vive por debajo del umbral de la pobreza. Por otra parte, en 2017 el Índice de Desarrollo Humano, que mide el nivel de desarrollo de un país en una escala del cero al uno, siendo uno el valor ideal, tomó un valor de 0,515 puntos. Esto quiere decir que se trata de un país subdesarrollado.

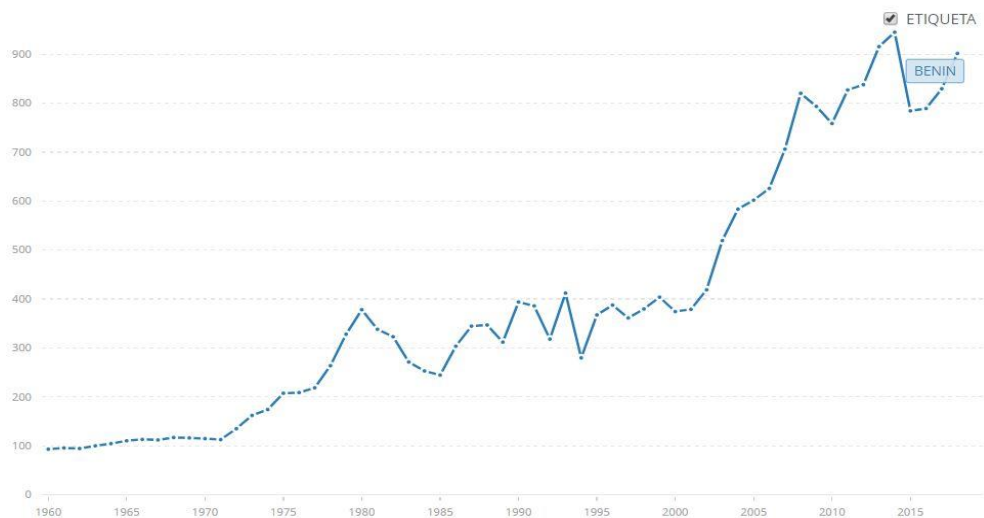


Figura 26. Evolución del PIB per cápita en Benín. Fuente: [18]

4.2. Situación energética

En los países desarrollados prácticamente todos los habitantes tienen acceso a la electricidad, pero, solamente, el 43,1% de la población de Benín cuenta con acceso a la electricidad; entre la población urbana, este número asciende al 70,8% mientras que entre la población rural se reduce al 18%. Los países del norte de África son los más electrificados del continente, mientras que los situados al Este y centro del país son los que menor acceso a la electricidad tienen.

En la Figura 27 podemos ver representada en amarillo la tasa de electrificación en África en el año 2015:

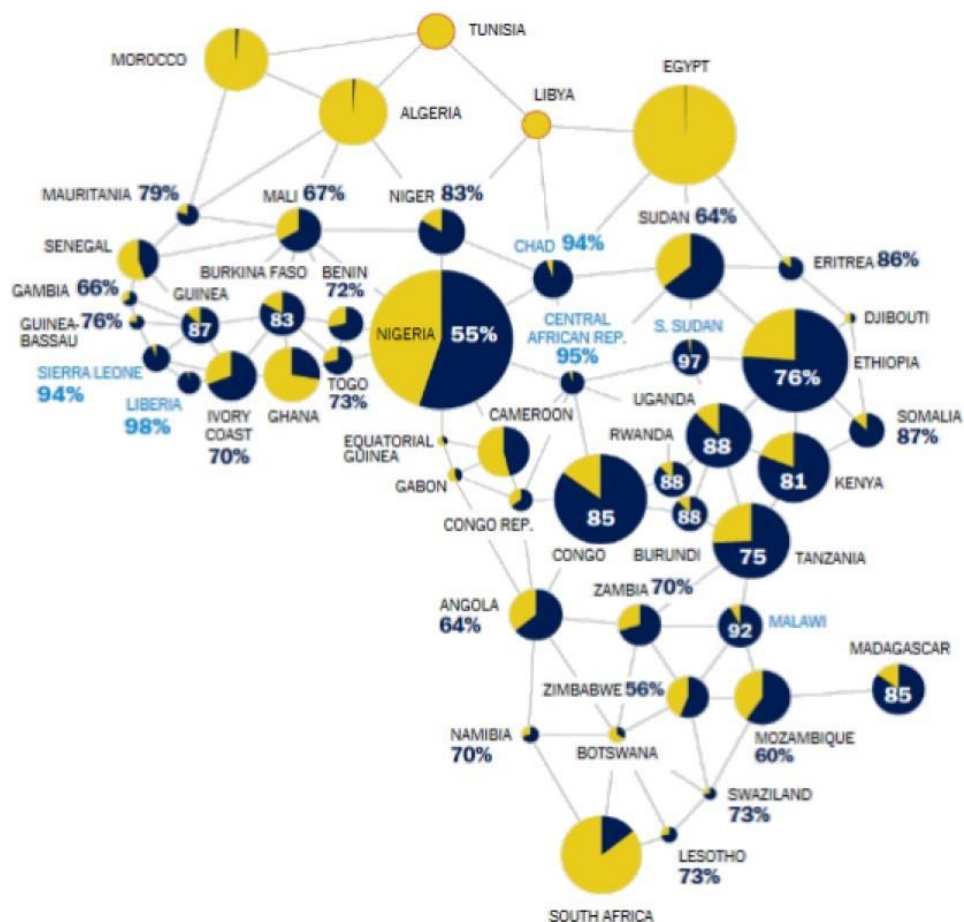


Figura 27. Mapa cuantitativo de la tasa de electrificación en África. Fuente: [18]

El consumo eléctrico anual per cápita en Benín es de 100,22 kWh, un dato muy bajo si lo comparamos con los 5.356 kWh consumidos per cápita en España o los 5.909 kWh consumidos per cápita en la Unión Europea. Véase la Figura 28, que ilustra la evolución del consumo eléctrico per cápita en Benín.

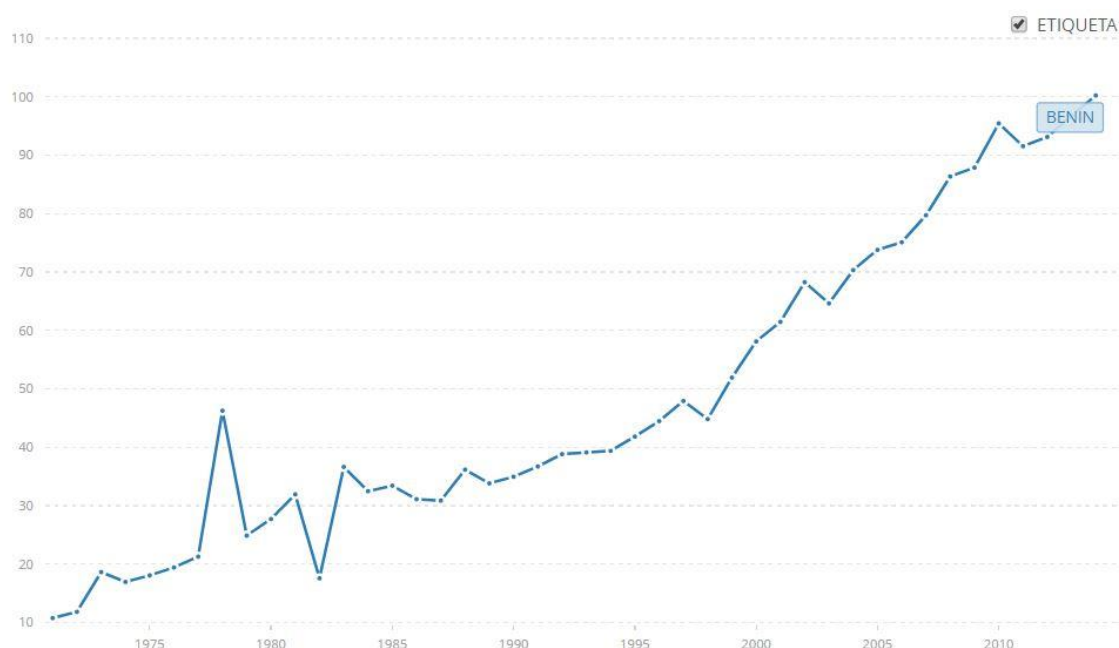


Figura 28. Evolución del consumo eléctrico per cápita en Benín. Fuente: [18]

En Benín, la distribución eléctrica está en manos de la Sociedad Beninesa de Energía Eléctrica (SBEE) y la Comunidad Eléctrica de Benín (CEB).

La SBEE es responsable de la iluminación pública, de la distribución eléctrica y de una parte de la producción. El 88% de la electricidad que distribuyen es de origen hidráulico, producida en Ghana y en Togo. El resto se produce en centrales térmicas del norte de Benín. Su sistema de distribución se compone de trece subestaciones de 30/6.6kV y 3.511 puntos de MT/BT, así como de 7.627 km de líneas de media tensión y 6.761km de baja tensión. Las redes de la SBEE llegan a 60 de las 77 comunas de Benín. En la comuna de Nikki, la SBEE está presente en las capitales de los “arrondissements” de Nikki, Sérékalé y Biro. Aunque la SBEE llega a la capital de Nikki, se ha centrado fundamentalmente en las últimas décadas en la electrificación de las zonas urbanas. Desde 1990 ha conseguido aumentar la tasa de electrificación urbana del 20 al 52,4%, pero la rural sigue siendo inferior al 3%. Es por esto que su red eléctrica no llega a Waré, la comunidad en la que desarrollaremos el proyecto.

Por su parte, la CEB es un organismo internacional de producción y de transporte de energía eléctrica en Togo y Benín. Produce energía hidráulica en Togo, con una producción media anual de 172 GWh. Además, también produce con dos centrales térmicas de 20 MW cada una, ubicadas en Togo y en Benín.

Aunque estas dos entidades producen energía eléctrica ellas mismas, la demanda beninesa es superior a esa producción, por lo que necesitan importar de otros países, destacando 1.000 GWh de Volta River Authority en Ghana, 300 GWh de la Transmission Company of Nigeria en Nigeria y 100 GWh de la Compagnie Ivoirienne d'Électricité de Costa de Marfil. De esta forma, la producción eléctrica de las compañías de Benín representa el 53,4% del consumo total del país.

En la Figura 29 observamos cómo ha crecido el porcentaje de población que tiene acceso a la electricidad en Benín, en parte gracias a los proyectos de producción y distribución eléctrica de las dos compañías ya mencionadas.

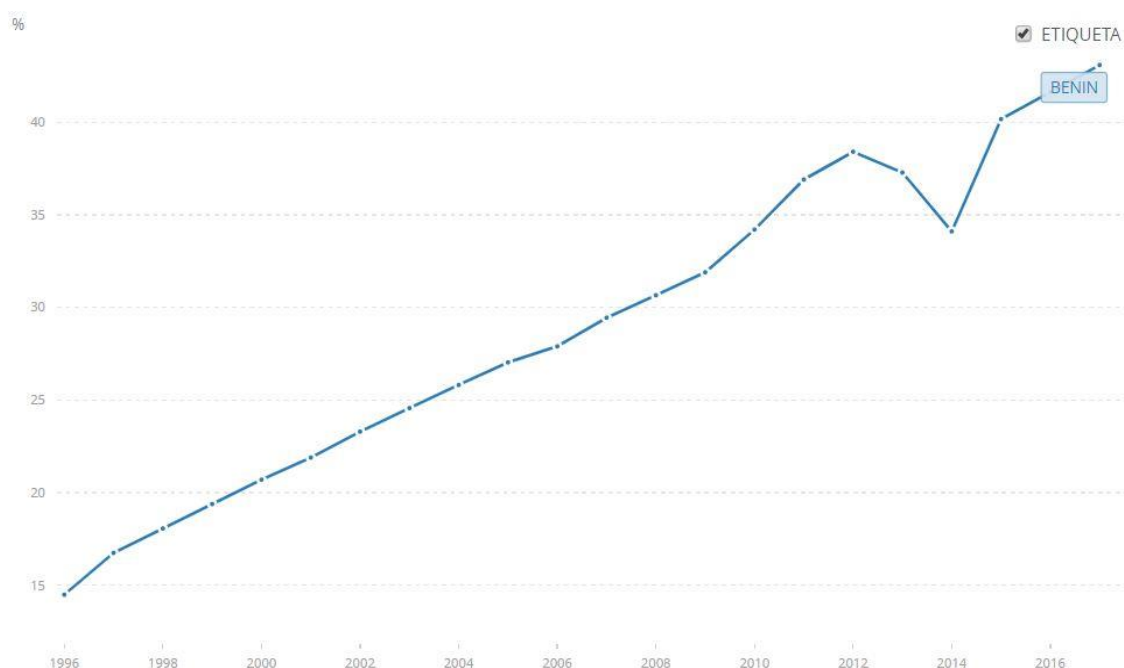


Figura 29. Evolución del acceso a la electricidad en Benín. Fuente: [18]

La mayor parte de la producción de electricidad en Benín proviene del petróleo. Según la Agencia Internacional de la Energía, la única fuente renovable relevante utilizada en Benín es la biomasa, ya que es la principal fuente eléctrica de los hogares, debido a que la electricidad generada por las compañías está destinada, en su mayoría, para el consumo industrial, del comercio y de los servicios.

Así pues, la combustión de biomasa, las velas y baterías, el keroseno o el gas licuado del petróleo (GLP) son las fuentes de energía más habituales utilizadas en los hogares de las zonas rurales. Hasta que los proyectos de extensión de la red eléctrica lleguen a todos los rincones del país y la electricidad que se proporcione sea estable y de calidad, los habitantes de las zonas rurales se verán obligados a usar estas alternativas.

Cabe mencionar que en 2009 el gobierno creó la Agencia Beninesa para la Electrificación Rural y de Dominio de la Energía (ABERME), con la misión de poner

en práctica la política del estado sobre electrificación. Dentro de sus funciones específicas en el campo de la electrificación rural, destacan la realización de encuestas y estudios que resulten en la selección de tecnologías de electrificación rural cuya aplicación sea económicamente viable, la facilitación de la comunicación entre comunidades rurales y operadores del sector eléctrico, la propuesta de mecanismos de financiación y la promoción de la utilización de energías renovables.

5. ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

5.1. Estudio previo

Para hacer un cálculo de la demanda energética fiel a la realidad es de suma importancia tener en cuenta el contexto vital de la comunidad que vamos a electrificar. Anteriormente ya hemos comentado cuál es, a grandes rasgos, la situación que atraviesa Benín, un país subdesarrollado que solamente consume 100,22 kWh anuales per cápita. Este dato, que hemos conocido a partir de la Figura 28, nos servirá como punto de partida para hacernos una idea general de la demanda beninesa per cápita, que dista mucho del consumo eléctrico en cualquier país del primer mundo.

Para estimar la demanda, en primer lugar tenemos que saber los equipos electrónicos de uso más habituales entre la gente de estas regiones. Una vez establecidos los dispositivos electrónicos que habrá en las viviendas y haber tenido en cuenta la iluminación de estas, tendremos que determinar la potencia eléctrica de cada uno de los equipos. El siguiente paso será estimar las horas de uso diario de cada aparato con consumo eléctrico. A partir de estos datos, finalmente, podremos hallar la energía diaria consumida.

Para saber los dispositivos electrónicos que puede haber en los hogares de la comunidad, nos basaremos en un estudio eléctrico que hizo la organización OAN International en 2015 en el poblado de Gourou, dentro del “arrondissement” de Nikki, a 5 viviendas representativas de la zona. Gourou se encuentra muy cerca de Waré, por lo que el uso de equipos eléctricos será bastante similar entre ambas comunidades.

A partir del estudio previamente citado, hemos elaborado la Tabla 4:

EQUIPOS	Vivienda 1	Vivienda 2	Vivienda 3	Vivienda 4	Vivienda 5
Ventilador			3	1	
Amasador					
Televisión	2	1	3	2	1
Antena	1	1	1	2	1
Refrigerador					
Bombillas					
Calentador de agua			1		
PlayStation					
DVD	1			2	1
Fotocopiadora					
Wifi		1	1		
Móvil			4		
Ordenador					
Radio					
Horno					
Impresora					
Congelador					
Nevera					1

Tabla 4. Dispositivos eléctricos por viviendas en Gourou. Fuente: Elaboración propia

Llegados a este punto, estableceremos la potencia eléctrica de cada uno de los dispositivos existentes en las viviendas. Tendremos que tener en cuenta que la mayoría de los aparatos serán antiguos y sus consumos no están tan optimizados como los de los equipos de última generación, ya que por ejemplo las televisiones serán CRT de pocas pulgadas, los ventiladores de techo, etc. Así pues, las potencias eléctricas para cada uno de los equipos serán las siguientes:

- Ventilador: 75W
- Televisión: 100W
- Antena: 15W
- Calentador de agua: 1500W
- DVD: 20W
- Wifi: 15W
- Móvil: 20W
- Nevera: 450W

Para estar en disposición de calcular la demanda energética de cada vivienda, previamente tenemos que hacer una estimación de las horas diarias de uso de cada dispositivo, asumiendo que el tiempo de uso diario será prácticamente el mismo en todas las casas. Para ello es necesario realizar algunas hipótesis que establezcan un marco crítico que pueda explicar la distribución horaria del consumo, ya que los datos de partida que tenemos son casi inexistentes.

La primera suposición que haremos es que el consumo durante el año será constante y, a diferencia de los países desarrollados, aquí no habrá diferenciación en lo relativo al consumo durante los fines de semana y días laborales o periodo laboral y vacacional, por lo que tendremos un consumo constante a lo largo de los días.

La segunda hipótesis que realizaremos es que se establecerá un consumo continuo de neveras, wifi y antenas de televisión; es decir, estos dispositivos funcionarán durante las 24 horas.

La tercera consideración que tendremos es que, aunque en las cinco casas estudiadas en Gourou no existían bombillas, la iluminación es extremadamente importante, por lo que introduciremos 3 bombillas LED de bajo consumo en cada hogar; la potencia de cada bombilla será de 5W, con un uso diario de 5 horas.

Finalmente, haremos una cuarta consideración, y es que tendremos en cuenta que el consumo en las viviendas empezará a las 6:00h y terminará a las 8:00h por la mañana, y se reanudará a las 20:00h, con el fin de la jornada laboral, acabando a las 23:00h por la noche; de esta manera, el uso de reproductores DVD, ventiladores y carga de móviles se establecerá en 2 horas diarias, el uso de las televisiones en 3 horas diarias y la utilización de los calentadores de agua en 30 minutos al día. Así pues, la distribución horario y el uso de dispositivos quedaría como se muestra en la Tabla 5:

Rango horario	Dispositivos funcionando
23:00-6:00	Nevera, wifi y antena
6:00-8:00	Nevera, wifi, antena y bombillas
8:00-20:00	Nevera, wifi y antena
20:00-21:00	Nevera, wifi, antena, bombillas, TV, DVD, móvil y ventilador
21:00-22:00	Nevera, wifi, antena, bombillas, TV, DVD, móvil, ventilador y calentador
22:00-23:00	Nevera, wifi, antena, bombillas y TV

Tabla 5. Uso de dispositivos en el rango horario. Fuente: Elaboración propia

5.2. Cálculo de la demanda

Basándonos en lo establecido en el subapartado anterior, vamos a calcular el consumo energético diario que tendrá una vivienda media de la zona. En la Figura 30

podemos ver una distribución horaria de la potencia demandada en un día por una vivienda media de la comunidad.

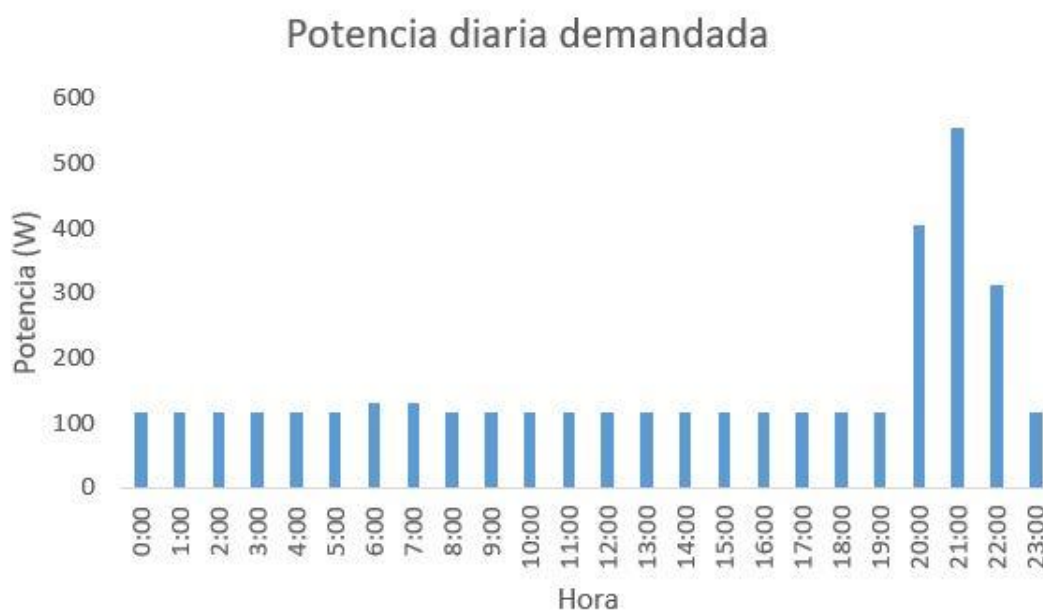


Figura 30. Distribución horaria de la potencia consumida por una vivienda de la comunidad en un día.
Fuente: Elaboración propia

A partir de este análisis horario se ha elaborado la gráfica que se muestra en la Figura 31.

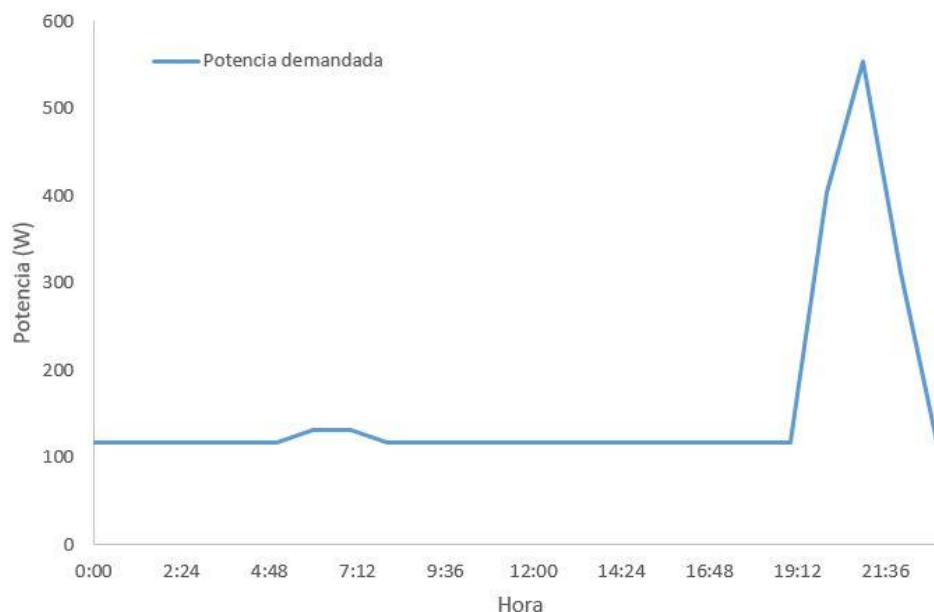


Figura 31. Curva de la potencia consumida por una vivienda de la comunidad en un día. Fuente: Elaboración propia

Haciendo la integral de la curva de la potencia demandada, representada en la Figura 31, obtendremos su área o lo que es lo mismo, la energía diaria demandada por una vivienda. Así pues, nos queda que la energía (de corriente alterna) consumida por hogar será de 3.685Wh/día.

Una vez que sabemos cuál es la estimación de la energía media demanda por una vivienda al día, necesitaremos conocer el número de viviendas que vamos a electrificar. La cantidad de edificios a electrificar será de 27, lo cual podemos comprobar fijándonos en la Figura 32, que ilustra la vista aérea de la comunidad de Waré:



Figura 32. Vista aérea de la comunidad de Waré. Fuente: [17] y Elaboración propia

En la región existen otros 15 edificios que, al encontrarse más alejados, no incluiremos dentro de la microrred. No sabemos si estos 27 edificios (marcados con un rectángulo negro en la Figura 32) se corresponden todos con viviendas, pero como no tenemos datos para conocerlo vamos a suponer que todos los edificios son hogares domésticos, cuyo consumo diario medio por vivienda es de 3.685Wh/día, tal y como se ha calculado anteriormente. Por lo tanto, el consumo energético de la comunidad en su totalidad será de 99.495Wh/día.

6. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS QUE INTEGRAN LA MICRORRED

Para electrificar la comunidad diseñaremos una microrred a partir de un sistema fotovoltaico autónomo, distribuyendo en baja tensión de forma monofásica a 220V y 50Hz. La función principal de este sistema será generar energía para cargar sus baterías, ya que la demanda energética de cada carga durante las horas de radiación solar será satisfecha con un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la

microrred, instalado en cada una de las cargas individualmente según sus necesidades energéticas.

Para, posteriormente, poder realizar el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos necesitamos conocer datos de irradiación. Para ello hemos usado el software PVGIS. Utilizando la base de datos de radiación solar del satélite PVGIS-SARAH en 2016 (hay que tener en cuenta que es año bisiesto y, por tanto, febrero tiene 29 días) hemos calculado la irradiación media diaria en Waré para cada mes del año considerando diferentes inclinaciones de los módulos fotovoltaicos: 0°, 10°, 20°, 30°, 40°, 50° y 60°. Concretamente la zona que hemos estudiado está a una latitud de 9,921° y una longitud de 3,184°.

A partir de estos cálculos hemos elaborado la Tabla 6:

MES	IRRADIACIÓN, H (kWh/m ² /día)							
	0°	5°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	6,8	7,15	7,45	7,93	8,22	8,31	8,2	7,87
Febrero	6,77	7,25	7,17	7,44	7,52	7,41	7,13	6,66
Marzo	6,29	6,36	6,41	6,39	6,23	5,94	5,52	4,97
Abril	6,58	6,54	6,47	6,22	5,84	5,34	4,73	4,02
Mayo	6,39	6,27	6,12	5,72	5,2	4,59	3,89	3,12
Junio	5,07	4,96	4,83	4,5	4,09	3,62	3,09	2,53
Julio	4,64	4,56	4,46	4,19	3,86	3,46	3,02	2,54
Agosto	4,59	4,55	4,48	4,31	4,05	3,73	3,35	2,91
Septiembre	5,17	5,19	5,19	5,11	4,93	4,65	4,29	3,84
Octubre	6,13	6,28	6,4	6,52	6,5	6,33	6,01	5,55
Noviembre	6,28	6,57	6,82	7,2	7,41	7,44	7,28	6,93
Diciembre	5,94	6,27	6,57	7,04	7,35	7,47	7,41	7,15
TOTAL	70,65	71,95	72,37	72,57	71,2	68,29	63,92	58,09

Tabla 6. Datos de irradiación en la zona para diferentes inclinaciones de los módulos. Fuente: Elaboración propia

Conocemos la energía total demandada por la comunidad (99.495Wh/día) y sabemos que la irradiación para el mes peor (con PVGIS se ha comprobado que el mes crítico es agosto) es de 4,59kWh/m²/día sobre el plano horizontal. Sin embargo, los paneles se colocarán con un ángulo de 5° y orientados hacia el norte para

conseguir un efecto de “autolimpieza” y evitar pérdidas por suciedad, teniendo en este caso una irradiación de $4,55\text{kWh/m}^2/\text{día}$. Así pues, podemos establecer que, teóricamente, si la eficiencia del sistema fuese del 100%, se tendrían que poner $21,87\text{m}^2$ de paneles para satisfacer la demanda. Basándonos en esto, vamos a plantear una comparativa entre la potencia diaria demanda por la comunidad y la potencia recibida por el Sol que es capaz de transformar el generador.

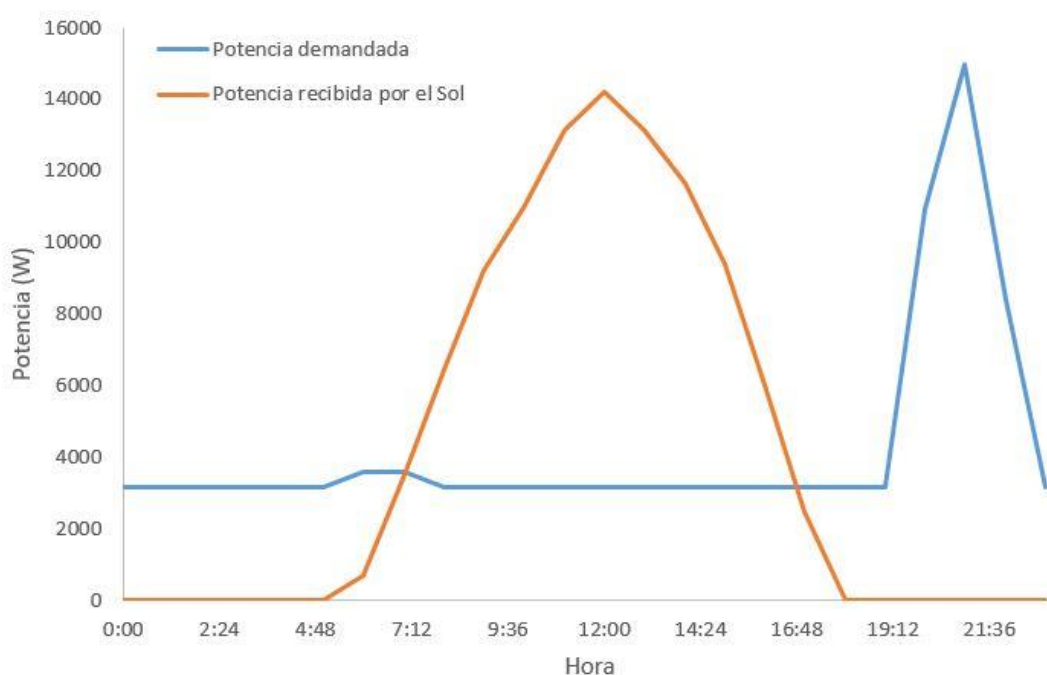


Figura 33. Comparativa entre la potencia demandada y la recibida por el Sol. Fuente: Elaboración propia

Para dimensionar el sistema fotovoltaico autónomo a partir del cual crearemos la microrred, partiremos del porcentaje de energía diaria demandada por la comunidad en su totalidad cuando la demanda no se puede satisfacer mediante el recurso solar. Si analizamos la Figura 33, deducimos que, aproximadamente, un 61% de la energía total consumida por la comunidad en un día no se puede satisfacer haciendo uso de la luz solar directamente, si no que se tendrá que suministrar almacenándola previamente en baterías. Además, a este porcentaje aplicado sobre la energía total

diaria tendremos que sumarle la energía (de corriente alterna) consumida por una carga que hasta ahora no hemos tenido en cuenta y que es de vital importancia: el alumbrado público. A partir del dimensionado del generador fotovoltaico, dimensionaremos las baterías, el regulador y el inversor. Este inversor tendrá que ser bidireccional, ya que en el caso de que hubiese excedentes a la red por parte de alguna de las instalaciones individuales de cada carga, es decir, el balance neto marcado por el contador fuese positivo, esa energía iría almacenada en las baterías del sistema fotovoltaico autónomo y habría que transformarla a corriente continua. Además, si alguna de las cargas necesitase más energía de la que está produciendo su sistema de autoconsumo, esta sería satisfecha con energía producida por el generador del sistema fotovoltaico autónomo e invertida a la red directamente o con la energía almacenada en las baterías si el generador no estuviese produciendo en ese momento. El inversor que instalaremos es capaz de controlar esta función, administrando la energía de la microrred según la demanda en cada momento.

Para dimensionar cada sistema fotovoltaico de autoconsumo partiremos del porcentaje de energía que podemos generar aprovechando el recurso solar directamente aplicado sobre la demanda diaria de la carga en cuestión. Al igual que para el sistema fotovoltaico autónomo, si nos fijamos en la Figura 33 concluimos que ese porcentaje es de un 39% sobre la energía demandada por la vivienda. A partir del dimensionado del generador de este sistema, dimensionaremos su inversor de conexión a red correspondiente.

En la Figura 34 vemos de forma esquemática cómo se integran en la microrred tanto el sistema fotovoltaico autónomo como los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo conectados a la microrred de cada una de las cargas. En este esquema aparecen únicamente 2 cargas, pero en realidad hay 27 cargas, correspondientes a cada una de las viviendas

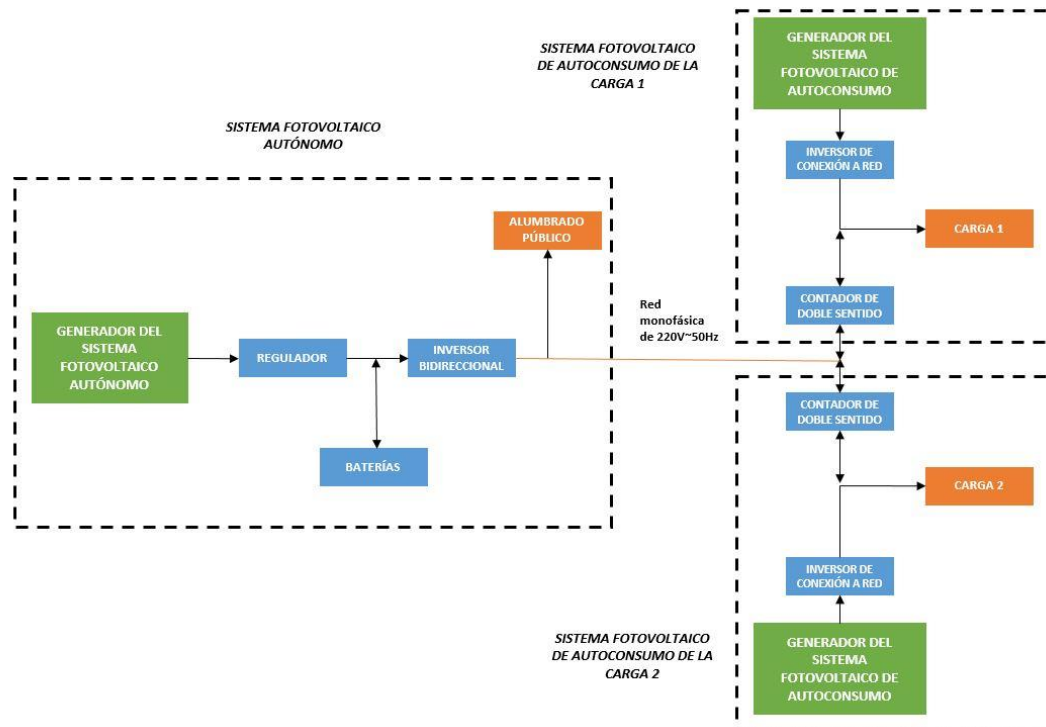


Figura 34. Esquema representativo del funcionamiento de la microrred. Fuente: Elaboración propia

6.1. Dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo para crear la microrred

Primeramente, vamos a calcular la energía real que necesitamos suministrar con el sistema fotovoltaico autónomo. Como ya se ha comentado, la demanda estimada total de la comunidad es de 99.495Wh/día y un 61% de esta deberá ser proporcionada por las baterías, por lo que la energía que deberá generar el sistema fotovoltaico autónomo para inyectarla a la red en forma de corriente alterna será de 60.691,95Wh/día.

Por otro lado, hemos dicho que el alumbrado público tomará la energía directamente de la generada por este sistema. Si consideramos que el alumbrado será de corriente alterna y estará compuesto por 15 farolas LED de 60W funcionando desde las 21:00h hasta las 00:00h, el consumo total de estas será de 2.700Wh/día. Sumando este consumo con los 60.691,95Wh/día anteriores tenemos una energía alterna total de 63.391,95Wh/día.

Observando la Figura 34 podemos establecer que para hallar la energía real que el sistema debe generar hay que tener en cuenta tanto el rendimiento de las baterías como el del inversor. El rendimiento medio de la batería durante la descarga es de aproximadamente un 90% para sistemas aislados. Por su parte, el inversor que vamos a utilizar tiene un rendimiento del 95,8%. Por tanto:

$$Et,real = \frac{Eac}{\eta_{bat} * \eta_{inv}}$$

(Ecuación 5)

$$Et,real = \frac{63.391,95}{0,9 * 0,958} = 73.523,49Wh/día$$

Ahora que ya conocemos la energía total real que el sistema fotovoltaico autónomo deberá generar al día, estamos en disposición de realizar el dimensionado de los diferentes equipos del sistema.

6.1.1. Cálculo de la inclinación óptima de los módulos

Para hallar la inclinación óptima de los módulos vamos a emplear el criterio del “mes crítico”. Este criterio de dimensionado nos asegura un funcionamiento correcto de la instalación en el mes en que la relación entre el consumo y la radiación es máxima. Esto es muy importante en las instalaciones cuyo consumo sea variable y donde la garantía del suministro es más importante que el maximizar la captación energética a lo largo del año.

Haciendo uso de la Tabla 6 y conociendo la energía real diaria que tiene que generar el sistema fotovoltaico autónomo, hemos elaborado la Tabla 7, que representa los cocientes entre consumo y radiación.

MES	Et,real/H(α,β)							
	0º	5º	10º	20º	30º	40º	50º	60º
Enero	10,81	10,28	9,87	9,27	8,94	8,85	8,97	9,34
Febrero	10,86	10,14	10,25	9,88	9,78	9,92	10,31	11,04
Marzo	11,69	11,56	11,47	11,51	11,80	12,38	13,32	14,79
Abril	11,17	11,24	11,36	11,82	12,59	13,77	15,54	18,29
Mayo	11,51	11,73	12,01	12,85	14,14	16,02	18,90	23,57
Junio	14,50	14,82	15,22	16,34	17,98	20,31	23,79	29,06
Julio	15,85	16,12	16,49	17,55	19,05	21,25	24,35	28,95
Agosto	16,02	16,16	16,41	17,06	18,15	19,71	21,95	25,27
Septiembre	14,22	14,17	14,17	14,39	14,91	15,81	17,14	19,15
Octubre	11,99	11,71	11,49	11,28	11,31	11,62	12,23	13,25
Noviembre	11,71	11,19	10,78	10,21	9,92	9,88	10,10	10,61
Diciembre	12,38	11,73	11,19	10,44	10,00	9,84	9,92	10,28

Tabla 7. Tabla de cocientes entre consumo e irradiación. Fuente: Elaboración propia

Para cada inclinación de la Tabla 7 escogemos el valor más alto resultante del cociente entre consumo y radiación (estos valores se han marcado en negrita). De entre todos ellos escogemos el más bajo (marcado con un recuadro gris), resultando en nuestro caso a 0º en el mes de agosto, que será el mes más desfavorable. Este resultado se debe a que la comunidad se encuentra muy próxima a la línea del Ecuador. Pero existe un problema al colocar los módulos de forma totalmente horizontal, y es que el polvo se acumularía sobre ellos originando pérdidas por

suciedad. Por este motivo se ha decidido colocar los paneles fotovoltaicos con una inclinación de 5° (marcado con un recuadro verde) y una orientación hacia el norte. Por lo tanto, obtenemos los siguientes resultados:

-Inclinación de los módulos = 5°

-H (α, β) = 4,55kWh/m²/día

6.1.2. Dimensionado del generador fotovoltaico

Para dimensionar el generador fotovoltaico vamos a utilizar módulos monocristalinos de la marca “Era Solar”, concretamente el modelo 400M de 400W. En la Figura 35 podemos ver algunos de los parámetros más importantes de este módulo:

ESPSC TYPE	380M	385M	390M	395M	400M
Power Class	380Wp	385Wp	390Wp	395Wp	400Wp
Max. Power Voltage (V_{mpp})* at STC**	40.5V	40.8V	41.1V	41.4V	41.7V
Max. Power Current (I_{mpp}) at STC	9.39A	9.44A	9.49A	9.55A	9.60A
Open Circuit Voltage (V_{oc}) at STC	48.9V	49.1V	49.3V	49.5V	49.8V
Short Circuit Current (I_{sc}) at STC	9.75A	9.92A	10.12A	10.23A	10.36A
Module Efficiency	19.16%	19.42%	19.67%	19.92%	20.17%

Figura 35. Algunos parámetros importantes del módulo seleccionado. Fuente: [19]

Para hallar el número de módulos a utilizar vamos a usar la siguiente expresión:

$$N_T = \frac{E_t * G_{CEM}}{P_{P,mód} * H(\alpha, \beta) * PR}$$

Donde:

N_T = número de módulos

E_t = Energía real requerida (kWh/día)

G_{CEM} = irradiancia en CEM (kW/m²)

$P_{P,mód}$ = potencia pico del módulo (kW)

$H(\alpha, \beta)$ = irradiación en el plano del generador (kWh/m²/día)

PR = performance ratio o factor de pérdidas

(Ecuación 6)

Tras realizar un análisis de algunas instalaciones de la zona, se ha establecido un factor de pérdidas de 0,8. Así pues, usando la *Ecuación 6* nos queda lo siguiente:

$$N_T = \frac{73,523 * 1}{0,4 * 4,55 * 0,8} = 50,5$$

En principio utilizaremos 51 módulos, pero este número puede cambiar. Para calcular el número de módulos en serie y paralelo emplearemos la *Ecuación 7* y *Ecuación 8*.

$$Nms = \frac{V_{bat}}{V_M}$$

Donde:

Nms = número de módulos en serie

V_{bat} = tensión nominal del banco de baterías (V)

V_M = tensión nominal del módulo (V)

(Ecuación 7)

El banco de baterías de la instalación tendrá una tensión nominal de 48V, por lo que:

$$Nms = \frac{48}{41,7} = 1,15$$

En serie pondremos 2 módulos. A continuación vamos a hallar las ramas en paralelo a partir de la *Ecuación 8*.

$$Nmp = \frac{N_T}{Nms}$$

Donde:

Nmp = número de ramas en paralelo

$N_T = \text{número total de módulos}$

$N_{ms} = \text{número de módulos en serie}$

(Ecuación 8)

$$N_{mp} = \frac{51}{2} = 25,5$$

De esta forma, en paralelo tendremos 26 ramas. Atendiendo al resultado del número de módulos en serie y ramas en paralelo, podemos establecer, finalmente, que el número total de paneles será de 52.

Para finalizar, calcularemos la potencia pico total de nuestro generador fotovoltaico:

$$I_{GFV} = I_M * N_{mp}$$

(Ecuación 9)

$$I_{GFV} = 9,6 * 26 = 249,6A$$

$$V_{GFV} = V_M * N_{ms}$$

(Ecuación 10)

$$V_{GFV} = 41,7 * 2 = 83,4V$$

$$P_{GFV} = V_{GFV} * I_{GFV}$$

(Ecuación 11)

$$P_{GFV} = 83,4 * 249,6 = 20.816,64Wp$$

Según el dato calculado a partir de la *Ecuación 11*, podemos establecer que la potencia pico de nuestro generador fotovoltaico será de aproximadamente 20,82kWp.

6.1.3. Dimensionado del acumulador

Para el dimensionado de la batería, los principales parámetros a conocer son la máxima profundidad de descarga y el número de días de autonomía. Las baterías que vamos a utilizar son de plomo-ácido para que sean compatibles con el inversor que vamos a emplear. En nuestro caso hemos elegido baterías de la marca “Fórmula Star”, de 12V y 260Ah, cuyos parámetros más importantes se muestran en la Figura 36:

MODELO	V	Capacidad C100 (Ah)	Dimensiones (mm)		
			Largo	Ancho	Alto
FORMULA STAR FS 70 SOLAR	12	66	242	175	190
FORMULA STAR FS 80 SOLAR	12	80	274	175	190
FORMULA STAR FS 110 SOLAR	12	105	350	175	190
FORMULA STAR FS 155 SOLAR	12	155	513	189	223
FORMULA STAR FS 200 SOLAR	12	195	513	223	223
FORMULA STAR FS 240 SOLAR	12	240	513	274	239
FORMULA STAR FS 260 SOLAR	12	260	518	276	242

NÚMERO DE CICLOS EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA

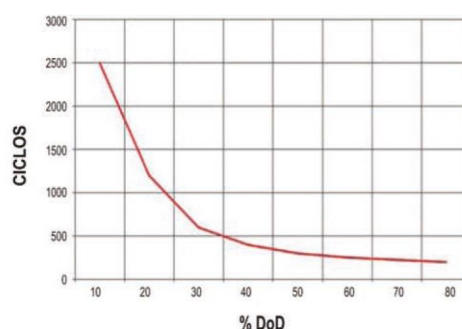


Figura 36. Algunos parámetros importantes de la batería elegida. Fuente: [20]

Primeramente vamos a calcular la capacidad de las baterías manejando una profundidad de descarga estacional y, después, lo haremos utilizando una profundidad de descarga diaria; entre estas dos nos quedaremos con la de mayor valor.

A raíz del análisis de estudios climatológicos se ha comprobado que los días nublados a lo largo del año son poco frecuentes o más bien nulos. Aún así, para asegurar el suministro eléctrico, vamos a fijar 2 días de autonomía de las baterías. En cuanto a la máxima profundidad de descarga estacional escogeremos un valor del 70% para alargar la vida útil de las baterías. Así pues, vamos a calcular la capacidad que tiene que tener el banco de baterías utilizando la *Ecuación 12*.

$$C = Et * \frac{N_D}{P_E * V_{batería}}$$

Donde:

C = capacidad de las baterías (Ah)

E_t = energía real requerida (Wh/día)

N_D = días de autonomía

P_E = profundidad de descarga estacional

$V_{batería}$ = tensión nominal de una batería (V)

(Ecuación 12)

$$C = 73.523 * \frac{2}{0,7 * 12} = 17.505,48Ah$$

Una vez calculada la capacidad del banco de baterías mediante una profundidad de descarga estacional, la vamos a hallar haciendo uso de una profundidad de descarga diaria, que suele tener un valor cercano al 30%. Para ello utilizaremos la *Ecuación 13*.

$$C = \frac{E_t}{P_D * V_{batería}}$$

Donde:

C = capacidad de las baterías (Ah)

E_t = energía real requerida (Wh/día)

P_D = profundidad de descarga diaria

$V_{batería}$ = tensión nominal de una batería (V)

(Ecuación 13)

$$C = \frac{73.523}{0,3 * 12} = 20.423,06Ah$$

Utilizando una profundidad de descarga diaria, la capacidad del banco de baterías necesaria es mayor, por lo que nos quedaremos con este valor.

Como queremos conseguir una tensión nominal del banco de baterías de 48V (requerida por el inversor que vamos a usar) tendremos que conectar 4 baterías en serie. A estas 4 baterías en serie se le tendrán que conectar 78 baterías en paralelo para conseguir la capacidad necesaria del banco de baterías. En total, el banco de baterías estará conformado por 82 baterías y tendrá una capacidad de 20.540Ah.

6.1.4. Dimensionado del regulador

Para dimensionar el regulador tendremos que saber cuál es la corriente generada por el generador fotovoltaico y la corriente que consumen las cargas.

La corriente generada por el generador ya se calculó previamente, dando un resultado de 249,6A. Por su parte, para calcular la corriente que consumen las cargas tendremos en cuenta todos los consumos al mismo tiempo. La potencia consumida

por el alumbrado público será de 900W, mientras que la consumida por las 27 viviendas será de 18.927W. En total tenemos una potencia alterna de 19.827W. A partir de la *Ecuación 14* calcularemos la corriente consumida por las cargas.

$$I_c = \frac{P_{ac}}{220}$$

Donde:

I_c = corriente consumida por las cargas (A)

P_{ac} = potencia de corriente alterna (W)

(Ecuación 14)

$$I_c = \frac{19.827}{220} = 90,12A$$

La corriente que debe soportar el regulador será la de mayor valor comparando entre la del generador fotovoltaico y las cargas. En este caso es mayor la corriente generada por el generador. Por razones de seguridad y protección es obligatorio seleccionar un regulador capaz de disipar una intensidad máxima del 20% superior que la intensidad pico que proporcionan los paneles solares, por lo que la corriente que deberá soportar el regulador es de 299,52A.

Vamos a configurar los módulos fotovoltaicos del generador de la siguiente manera: 8 bloques de 2 módulos en serie y 3 ramas en paralelo; y 1 bloque de 2

módulos en serie y 2 ramas en paralelo. El regulador conectado a cada uno de los 8 primeros bloques de paneles tendrá que soportar una corriente de 34,56A; por su parte, el regulador conectado al último bloque de 2 módulos en serie y 2 ramas en paralelo tendrá que soportar 23,04A. Es por esto que se ha decidido optar por el regulador “Sunny Island Charger” que soporta una corriente máxima a la entrada de 40A. Para cada bloque de módulos fotovoltaicos necesitaremos un regulador, es decir, 9 reguladores en total.

En la Figura 37 podemos observar algunos parámetros del regulador “Sunny Island Charger”:

	SIC50-MPT
Entrada (generador fotovoltaico)	
Potencia fotovoltaica máxima (12 V / 24 V / 48 V)	630 W / 1 250 W / 2 400 W
Tensión máx. de CC	140 V _{CC}
Rango de tensión óptimo del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	
(12 V / 24 V / 48 V)	25 V ... 60 V / 40 V ... 80 V / 70 V ... 100 V
Número de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT)	1
Corriente fotovoltaica máxima para sistemas de 12 V / 24 V / 48 V	40 A / 40 A / 40 A
Control fotovoltaico	Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) (control aproximativo a intervalos de minutos, control minucioso cada dos segundos)
Punto de conexión	Bornes roscados
Sección de cable recomendada	10 mm ²
Sección de cable máxima utilizable	16 mm ²
Par de apriete (tornillos y bornes roscados)	0,5 Nm ... 0,6 Nm

Figura 37. Algunos parámetros importantes del regulador seleccionado. Fuente: [21]

6.1.5. Dimensionado del inversor

Respecto al inversor hay que tener en cuenta los dispositivos de corriente alterna que funcionan de forma simultánea, ya que si considerásemos todos los aparatos sobredimensionaríamos el inversor. Atendiendo a la Figura 33, podemos establecer

que la hora en la que la potencia demandada por los hogares es mayor es entre las 21:00h y las 22:00h. Para las 27 viviendas esta potencia de corriente alterna es de 14.958W. Además en esa franja horaria está funcionando el alumbrado público, por lo que tendremos que sumar otros 900W. Por tanto, la máxima potencia demanda al día es de 15.858W.

Se ha optado por escoger los inversores “Sunny Island” de SMA. Su alta clase de protección, su amplia gama de temperaturas, su excepcional capacidad de sobrecarga y la gestión inteligente de la carga y de la energía hacen del “Sunny Island” un inversor ideal para el uso en sistemas aislados, ya que garantiza el funcionamiento del sistema en situaciones críticas. Puede utilizarse tanto en sistemas monofásicos como trifásicos y puede suministrar la energía en alterna a 220V y 50Hz sin problema. Además, es compatible con todas las baterías de plomo de 48V. Por todo esto, el “Sunny Island” es un inversor perfecto para nuestra instalación, cuyas características se muestran en la Figura 38:

Datos técnicos	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Funcionamiento en la red pública o generador fotovoltaico			
Tensión asignada de red/Rango de tensión CA	230 V/De 172,5 V a 264,5 V		
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/40 Hz a 70 Hz		
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	14,5 A	20 A	26 A
Potencia de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11 500 W	11 500 W	11 500 W
Funcionamiento en red aislada o como sistema de respaldo			
Tensión asignada de red/Rango de tensión CA	230 V/De 202 V a 253 V		
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/45 Hz a 65 Hz		
Potencia asignada (a U_{nom} , f_{nom} /25 °C/ $\cos \varphi = 1$)	3300 W	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	4400 W/4600 W/5500 W	6000 W/6800 W/11000 W	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	3000 W	3700 W	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (pico)	14,5 A/60 A	20 A/120 A	26 A/120 A
Coefficiente de distorsión de la tensión de salida/Factor de potencia con potencia asignada	< 5 %/-1 a +1	< 1,5 %/-1 a +1	< 1,5 %/-1 a +1
Batería de entrada de CC			
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión CC	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/de descarga asignada de CC	75 A/63 A/75 A	110 A/90 A/103 A	140 A/115 A/130 A
Tipo de batería/Capacidad de la batería (rango)	Iones litio ^{II} , FLA, VRLA/ De 100 Ah a 10000 Ah (plomo) De 50 Ah a 10000 Ah (iones litio)		
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas		

Figura 38. Algunos de los parámetros más importantes del inversor utilizado. Fuente: [22]

Como la máxima potencia demandada al día por la comunidad es de 15.858W, vamos a poner dos inversores en paralelo “Sunny Island 8.0H”, de 8000W de potencia de corriente alterna cada uno, existiendo un margen de potencia de 142W, lo que permitiría un ligero aumento de la demanda.

6.1.6. *Emplazamiento de la instalación*

Una vez que hemos dimensionado el sistema, estamos en disposición de elegir un sitio adecuado para su emplazamiento. Principalmente, tendremos que tener en cuenta que los módulos ocuparán una superficie de 103,11m² y las baterías 4,14m², lo que en total sería un área de 107,25m². En la Figura 39 se muestra con un

rectángulo rojo el lugar escogido para situar la instalación, que tiene una superficie aproximada de 300m².



Figura 39. Lugar de emplazamiento de la instalación. Fuente: [23] y Elaboración propia

6.1.7. *Esquema unifilar*

En la Figura 40 se ha representado la conexión de los diferentes equipos que forman la instalación fotovoltaica.

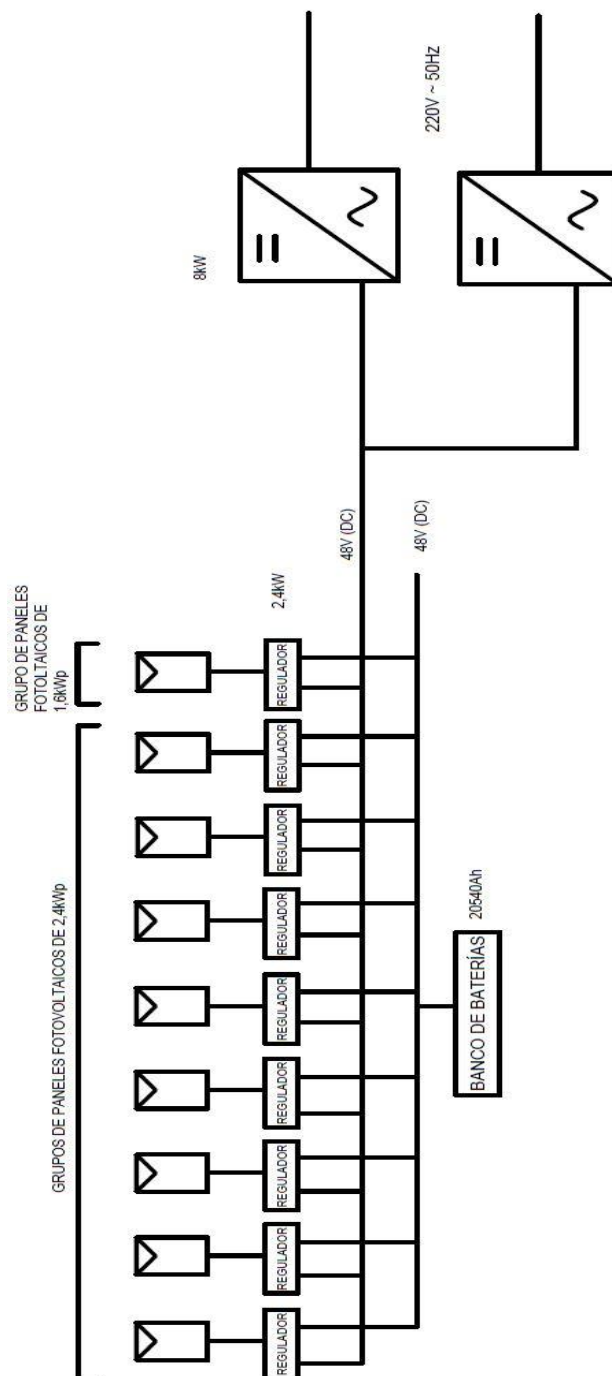


Figura 40. Esquema de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

6.2. Dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo con conexión a la microrred

El dimensionado de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo de cada vivienda lo vamos a realizar suponiendo que la demanda de todas las viviendas es la misma, por lo que los 27 sistemas de autoconsumo serán iguales. El primer dato que necesitamos conocer es la energía que deberá suministrar el sistema de autoconsumo a la vivienda en cuestión. Como sabemos que la energía demandada por la comunidad en su totalidad es de 99.495Wh/día y un 39% de esta energía tendrá que ser proporcionada por los sistemas de autoconsumo, podemos establecer que la energía que tendrá que suministrar un sistema de autoconsumo a una vivienda será de 1.437,15Wh/día.

Previamente ya deducimos que los módulos horizontales son los más apropiados y que la irradiación en el mes peor para los módulos horizontales es de 4,59kWh/m²/día. Además, establecimos el valor del factor de pérdidas en 0,8.

Para poder hacer el dimensionado del inversor y la configuración de los módulos, necesitamos conocer la potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones estándares de medida. Para ello haremos uso de la *Ecuación 15*.

$$E = P_{GFV,CEM} * PR * \frac{H(\alpha, \beta)}{G_{CEM}}$$

Donde:

E = Energía requerida (kWh/día)

G_{CEM} = irradiancia en CEM (W/m²)

$P_{GFV,CEM}$ = potencia pico del generador en CEM (Wp)

$H(\alpha, \beta)$ = irradiación en el plano del generador (kWh/m²/día)

PR = performance ratio o factor de pérdidas

(Ecuación 15)

$$P_{GFV,CEM} = \frac{1,43715 * 1000}{0,8 * 4,59} = 391,38Wp$$

6.2.1. Dimensionado del inversor

Para dimensionar el inversor tendremos que conocer la potencia de corriente alterna que debe suministrar. Esta la calcularemos a partir de la *Ecuación 16*.

$$P_{INV,DC} \simeq P_{INV,AC} = F_S * P_{GFV,CEM}$$

Donde:

$P_{INV,DC}$ = potencia a la entrada del inversor (W)

$P_{INV,AC}$ = potencia a la salida del inversor (W)

F_S = factor de dimensionado

$P_{GFV,CEM}$ = potencia pico del generador en CEM (Wp)

(Ecuación 16)

En climas calurosos y soleados es habitual coger un factor de dimensionado entre 0,8 y 1, aunque la elección de un valor específico no altera significativamente la producción de electricidad de corriente alterna. En este caso vamos a coger un factor de dimensionado de 0,9.

$$P_{INV,AC} = 0,9 * 391,38 = 352,24W$$

El inversor debe aportar una potencia alterna de 352,24W. Es por ello que se ha decidido optar por un microinversor “SG400 Series”, concretamente vamos a emplear el modelo “SG400MD” que es capaz de suministrar a la salida 400W de potencia alterna. En la Figura 41 se muestran algunos de sus parámetros más importantes.

Product Series	SG400 Series			
Model	SG400MD (Regular)	SG400MS (Custom-made)	SG400HS (Custom-made)	SG400TD (Custom-made)
Input Data(DC,PV)				
Number of Input MC4 Connector	2 set	1 set	1 set	2 set
MPPT Voltage Range	24V-40V	24V-40V	36V-60V	80V-115V
Operation Voltage Range	18V-50V	18V-50V	30V-70V	70V-120V
Maximum Input Voltage	50V	50V	70V	120V
Startup Voltage	18V	18V	30V	70V
Maximum Input Power	2*200W	400W	400W	2*200W
Maximum Input Current	2*8A	16A	11.1A	2*2.5A
Output Data(AC)				
Single-Phase Grid Type	120V & 230V			
Rated Output Power	395W			
Maximum Output Power	400W			

Figura 41. Algunos de los parámetros más importantes del microinversor utilizado. Fuente: [24]

6.2.2. Dimensionado del generador fotovoltaico

Como ya se ha comentado, la potencia en condiciones estándares de medida del generador fotovoltaico deberá ser de 391,38Wp. Ahora, tenemos que calcular cuántos paneles tendremos que poner y su configuración. Hemos elegido módulos de la marca “SHS” de 100W, cuyas características principales las podemos ver en la Figura 42.

Tamaño del módulo	1014 x 676 x 35 mm
Tipo de célula	Policristalina 104 x 156 mm
Número de células	36 (4x9)
Potencia máxima (Wp)	100W
Tolerancia de potencia (%)	±3%
Voltaje en circuito abierto (Voc)	22.7V
Intensidad en cortocircuito (Isc)	5.79A
Voltaje a máxima potencia (Vm)	18.3V
Intensidad a máxima potencia (Im)	5.46A
Fusible máximo Serie	10A
Número de diodos	2
Longitud y tipo cable	60cm, 2.5mm ²
Condiciones del test	1000W/m ² , 25°C, AM 1.5
Voltaje máximo sistema	1000Vdc
Coefficiente temperatura – Isc	+0.08558%/°C
Coefficiente temperatura – Uoc	-0.29506%/°C
Coefficiente temperatura – Pmpp	-0.38001%/°C
Temperatura normal trabajo célula	45°C
Eficiencia del módulo	14.6%

Figura 42. Principales parámetros del módulo fotovoltaico elegido. Fuente: [25]

El número de módulos los calcularemos a partir de la *Ecuación 17*, aunque posteriormente este valor puede cambiar.

$$N = \text{int} \left(\frac{P_{GFV,CEM}}{P_{mód,CEM}} \right)$$

Donde:

N = número de módulos

P_{mód,CEM} = potencia máxima del módulo en CEM (Wp)

P_{GFV,CEM} = potencia pico del generador en CEM (Wp)

(Ecuación 17)

$$N = \text{int}\left(\frac{391,38}{100}\right) \simeq 4$$

El número de módulos totales a colocar, en principio, será 4. A continuación hallaremos el máximo y mínimo número de módulos en serie.

$$\text{máx (Nms)} = \text{int}\left(\frac{V_{INV,M}}{V_{mód,OC (T_c=-10^{\circ}C)}}\right)$$

Donde:

máx (Nms) = máximo número de módulos en serie

V_{INV,M} = tensión máxima de entrada al inversor (V)

V_{mód,OC(T_c=-10°C)} = tensión de circuito abierto del módulo a -10°C (V)

(Ecuación 18)

$$V_{mód,OC}(T_c=-10^{\circ}C) = V_{mód,OC,CEM} * (1 + (-10 - 25) * \beta V_{mód,OC})$$

Donde:

$V_{mód,OC}(T_c=-10^{\circ}C)$ = *tensión de circuito abierto del módulo a -10°C (V)*

$V_{mód,OC,CEM}$ = *tensión de circuito abierto del módulo en CEM (V)*

$\beta V_{mód,OC}$ = *coeficiente de temperatura de tensión (%/°C)*

(Ecuación 19)

$$V_{mód,OC}(T_c=-10^{\circ}C) = 22,7 * (1 + (-10 - 25) * (-0,0029506)) = 25V$$

$$\text{máx (Nms)} = \text{int} \left(\frac{50}{25} \right) = 2$$

$$\text{mín (Nms)} = \text{int} \left(\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{mód,M}(T_c=70^{\circ}C)} \right) + 1$$

Donde:

mín (Nms) = *mínimo número de módulos en serie*

$V_{INV,m,MPP}$ = *mínima tensión MPP del inversor (V)*

$$V_{mód,M(T_c=70^{\circ}C)} = \text{máxima tensión del módulo a } 70^{\circ}C \text{ (V)}$$

(Ecuación 20)

$$V_{mód,M(T_c=70^{\circ}C)} = V_{mód,M,CEM} * (1 + (70 - 25) * \beta V_{mód,MPP})$$

Donde:

$$V_{mód,M(T_c=70^{\circ}C)} = \text{máxima tensión del módulo a } 70^{\circ}C \text{ (V)}$$

$$V_{mód,M,CEM} = \text{tensión máxima del módulo en CEM (V)}$$

$$\beta V_{mód,MPP} = \text{coeficiente de temperatura de tensión } (\%/^{\circ}C)$$

(Ecuación 21)

$$V_{mód,M(T_c=70^{\circ}C)} = 18,3 * (1 + (70 - 25) * (-0,0029506)) = 15,87V$$

$$\text{mín (Nms)} = \text{int} \left(\frac{24}{15,87} \right) + 1 = 2$$

Tanto el número máximo como mínimo de módulos en serie es 2, por lo que este será el número final de módulos en serie. A partir de la *Ecuación 22* determinaremos las ramas en paralelo.

$$Nmp = \text{int} \left(\frac{N}{Nms} \right)$$

Donde:

Nmp = número de ramas en paralelo

N = número total de módulos

Nms = número de módulos en serie

(Ecuación 22)

$$Nmp = \text{int} \left(\frac{4}{2} \right) = 2$$

Además, se cumple la siguiente especificación, lo cual es requisito indispensable:

$$Nmp * 1,25 * I_{mód,M,CEM} \leq I_{INV,M,DC}$$

De esta forma, el generador fotovoltaico estará compuesto por 4 módulos, con dos paneles en serie y dos ramas en paralelo, teniendo una potencia pico en condiciones estándares de medida cercana a los 400Wp.

Por último, cabe destacar que el número total de módulos será de 108 y el número total de microinversores será de 27, ya que tenemos que tener en cuenta las 27 viviendas de la comunidad que vamos a electrificar.

6.2.3. *Esquema unifilar*

En la Figura 43 se ha representado el esquema de la instalación fotovoltaica con la correcta conexión de los equipos.

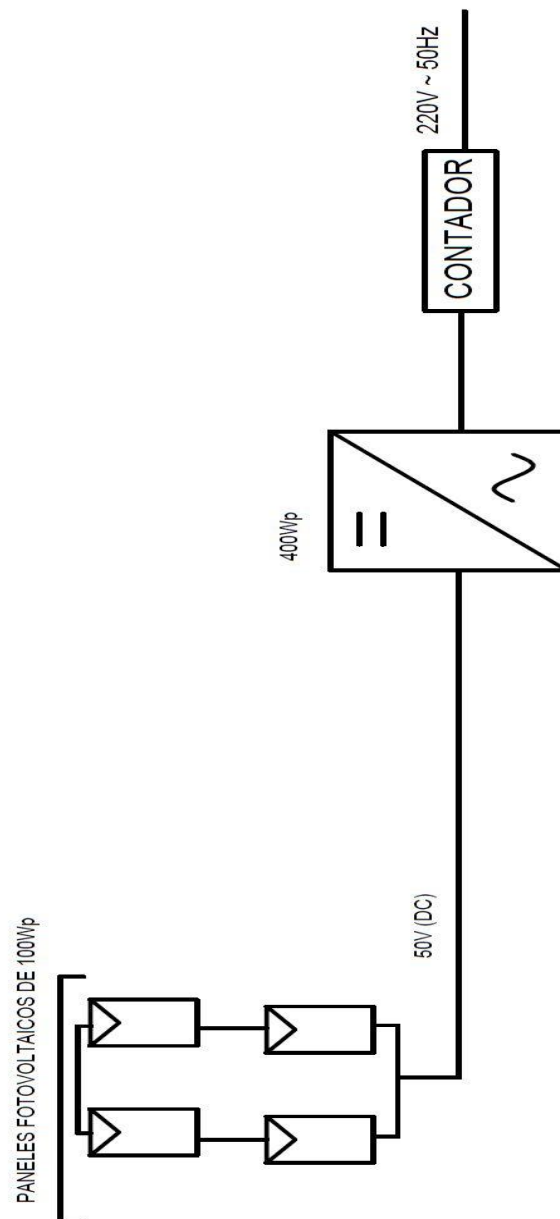


Figura 43. Esquema de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

7. PRESUPUESTO

Para realizar el presupuesto vamos a considerar que la vida útil de la instalación es de 25 años. El presupuesto será estimativo y no incluiremos ningún coste relacionado con la elaboración del TFG, ya que se trata de un proyecto meramente humanitario.

En primer lugar vamos a hacer un cálculo de la inversión inicial. En ella tendremos en cuenta todos los equipos dimensionados previamente, los contadores bidireccionales que habrá que instalar en cada vivienda, una estimación del cableado, el alumbrado público, el sueldo estimado del personal cualificado para la puesta en marcha y el alquiler de la maquinaria necesaria (principalmente para la idónea adaptación del terreno). En la Tabla 8 se muestra una descomposición de los costes de la inversión inicial, cuyo importe total es de 69.815€.

INVERSIÓN INICIAL			
CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (€)	IMPORTE FINAL (€)
Módulos de 400Wp	52	155	8060
Baterías	82	250	20500
Reguladores	9	670	6030
Inversores Sunny Island	2	3500	7000
Módulos de 100Wp	108	60	6480
Microinversores	27	100	2700
Contadores	27	185	4995
Luminaria del alumbrado público	15	50	750
Cableado	-	-	10000
Personal para la puesta en marcha	3	100	300
Alquiler maquinaria	1	3000	3000
TOTAL (€)		69815	

Tabla 8. Inversión inicial del proyecto. Fuente: Elaboración propia

A parte de la inversión inicial tenemos que tener en cuenta los costes asociados a la evaluación y mantenimiento de la instalación. Realmente las horas de trabajo del personal de mantenimiento y evaluación son pocas a lo largo del año, así que se ha calculado un sueldo mínimo anual que cumple con los aspectos legales del Gobierno

de Benín. Este sueldo es de 650€ anuales, sin embargo la evaluación de la planta se hará cada dos años, por lo que el sueldo anual del personal de evaluación será de 325€ anuales. La Tabla 9 recoge el coste total de mantenimiento y evaluación durante la vida útil del proyecto, que asciende a la cantidad de 40.625€.

MANTENIMIENTO Y EVALUACIÓN (25 AÑOS)			
CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (€/AÑO)	IMPORTE FINAL (€)
Personal de mantenimiento	2	650	32500
Personal de evaluación	1	325	8125
TOTAL (€)			40625

Tabla 9. Costes de mantenimiento y evaluación durante 25 años. Fuente: Elaboración propia

Algunos equipos no tienen una vida útil de 25 años, por lo que habrá que renovarlos. Las baterías tienen una vida útil de 5 años, así que, además de las compradas inicialmente, tendremos que renovarlas 4 veces. Los reguladores, por su parte, tienen una vida útil en torno a los 9 años, por lo que será necesario renovarlos 2 veces. Estos costes, con un valor total de 94.060€, se muestran en la Tabla 10.

RENOVACIÓN DE EQUIPOS				
CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (€)	NÚMERO DE RENOVACIONES	IMPORTE FINAL (€)
Baterías	82	250	4	82000
Reguladores	9	670	2	12060
TOTAL (€)				94060

Tabla 10. Coste asociado a la renovación de equipos. Fuente: Elaboración propia

Por último, considerando la inversión inicial, los costes de evaluación y mantenimiento y la renovación de equipos se ha elaborado la Tabla 11.

COSTE TOTAL (25 AÑOS)	
CONCEPTO	IMPORTE
Inversión inicial	69815
Mantenimiento y evaluación	40625
Renovación de equipos	94060
TOTAL (€)	204500

Tabla 11. Coste total del proyecto a lo largo de su vida útil. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 11, el proyecto tendrá un coste estimado de 204.500€ a lo largo de los 25 años de su vida útil. Sin embargo la inversión inicial es de 69.815€, que es lo que en realidad habría que financiar, ya que el resto de gastos se paliarían, en cierto modo, cobrando un pequeño precio por la electricidad a los habitantes de la comunidad.

8. IMPACTOS DEL PROYECTO

La puesta en marcha de un proyecto siempre tiene impactos en el lugar en el que se lleva a cabo, tanto negativos como positivos. En este caso vamos a analizar los impactos desde el punto de vista económico, social y medioambiental.

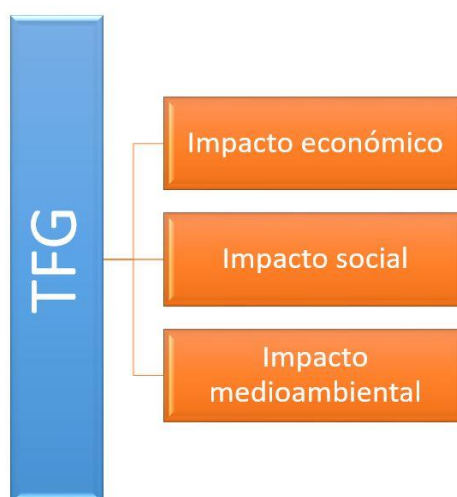


Figura 44. Diferentes impactos del Trabajo Fin de Grado. Fuente: Elaboración propia

8.1. Impacto económico

Este proyecto tendrá una repercusión económica considerable en la comunidad. Gracias a la instalación fotovoltaica dejarán de tener dependencia energética de otras regiones, ahorrándose el dinero destinado a la compra de combustibles fósiles. En un país tan pobre, la relación entre el precio de combustibles como el carbón o el petróleo y el sueldo de los ciudadanos no es para nada equitativa, suponiendo la compra de combustibles una parte importante de sus salarios, aún escatimando en el gasto energético.

Por otra parte, para la puesta en marcha, mantenimiento y evaluación de la planta se contratará a personal de la zona con la cualificación adecuada. Así pues, la instalación dará trabajo a varias personas, dándoles la oportunidad de desarrollarse en el ámbito tecnológico y tener un sueldo anual.

Además, gracias al tipo de proyecto, los habitantes de la comunidad podrían beneficiarse económicamente en un futuro. Al tratarse de una microrred, como ya se ha comentado, si algún día la red eléctrica nacional llegase a la zona, esta se podría conectar a la red principal sin grandes problemas técnicos, siempre y cuando la legislación del país lo permitiese. De esta forma, se podrían inyectar excedentes energéticos a la red nacional si los hubiese, acogiendo a compensación económica. Evidentemente, si hubiese excedentes no serían muy grandes, ya que el dimensionado de la instalación no está pensado con ese objetivo. Aún así, la vida útil de la instalación es larga y, por tanto, si la red nacional llegase a la zona a los pocos años de la puesta en marcha de la microrred y ambas se conectasen, los ciudadanos se podrían acoger a compensación durante varios años, ingresando un dinero considerable a largo plazo.

Para paliar, en cierto modo, el gasto por mantenimiento y evaluación de la planta, así como para concienciar a la población del uso adecuado de la electricidad en sus

vidas cotidianas, se les cobrará un pequeño importe, prácticamente simbólico, por cada kWh demandado. Con la imposición a la comunidad de este pago conseguimos disminuir la probabilidad de que haya altos picos de demandada que podrían provocar una caída de tensión en la microrred, ocasionando graves problemas a los diferentes equipos de la instalación.

8.2. Impacto social

Sin duda alguna, la puesta en marcha de este proyecto tendrá el mayor impacto en el ámbito social por numerosos motivos. Para que la instalación tenga éxito, además de centrarnos en los aspectos meramente técnicos, tenemos que respetar la cultura y tradiciones de la comunidad y hacerla partícipe del proyecto. Los residentes de la zona no asimilarán fácilmente la introducción de la energía eléctrica en sus vidas, por lo que no podemos imponerles que cambien sus costumbres de forma radical, sino que tienen que ser ellos mismos quienes, de forma evolutiva, adapten sus rutinas en función de lo que el proyecto les aporta.

Algunos de los cambios que se esperan en la vida diaria de los habitantes de la comunidad son: ganarán autonomía horaria, ya que tendrán luz por la noche, pudiendo, así, hacer sus actividades en horario diurno o nocturno indiferentemente; mejorarán su salud y bienestar, ya que podrán conservar los alimentos de una forma más adecuada con frigoríficos en las casas que los hubiese; paliarán, en cierta manera, posibles épocas de hambre, congelando los alimentos; estarán comunicados e informados gracias a la televisión, radio, ordenadores o móviles; y, en algunos

casos, conseguirán unas condiciones ambientales en el hogar medianamente aceptables con el uso de ventiladores.

Además de estos cambios que mejorarán sus condiciones de vida, existe otro muy importante que puede afectar a sus relaciones sociales. Como ya se ha dicho, la independencia energética tendrá un efecto positivo en la comunidad desde el punto de vista económico, pero esto también le puede traer conflictos con otros colectivos. Habrá dos grupos que se puedan sentir afectados por el proyecto: en primer lugar, los vecinos más cercanos que no tenga acceso a la electricidad y, en segundo lugar, las comunidades a las que dejarán de comprarle combustibles. Si ambos grupos toman una posición de aceptación completa del proyecto no habrá cambios en cuanto a sus relaciones sociales con la comunidad, pero si por el contrario deciden establecer una posición contraria al proyecto, sí que afectará a la comunidad que se puede ver discriminada socialmente.

8.3. Impacto medioambiental

Aunque las energías renovables no producen sustancias contaminantes en su proceso de obtención de energía, sí que tienen un cierto impacto sobre el medio ambiente por otros motivos. Los proyectos de ingeniería relacionados con instalaciones industriales suelen incluir un pliego con información sobre los impactos que puede tener la planta y su magnitud. Estos impactos se clasifican acorde a las diferentes fases del proyecto, siendo en este caso las siguientes:

-Primera fase: acondicionamiento del terreno. En esta etapa se prepara el terreno para, posteriormente, poder montar la instalación. En nuestro caso no será necesario utilizar maquinaria pesada, ya que el terreno seleccionado es llano y no tiene mucha vegetación, por lo tanto la contaminación en este aspecto no será muy elevada. Aún así, tendremos que usar maquinaria ligera para terminar de allanar el terreno y eliminar la vegetación o grandes rocas que pueda haber, produciendo una pequeña emisión de partículas contaminantes a la atmósfera y algo de contaminación acústica por el ruido de las máquinas.

-Segunda fase: montaje. Consiste en construir y montar la planta fotovoltaica. En esta fase el impacto medioambiental será mayor, debido, principalmente, a la circulación de los vehículos que transportan el material y los equipos necesarios. Además, habrá impacto acústico y se modificará el paisaje con la valla de protección que cercará el recinto del sistema fotovoltaico autónomo. Las principales emisiones serán CO₂, NO_x, CO, compuestos orgánicos volátiles y macropartículas.

-Tercera fase: puesta en marcha y operación. Una vez que tenemos montada la instalación esta comenzará a funcionar. En esta etapa prácticamente no existe impacto sobre el medio ambiente. El único que podríamos citar es la producción de aguas residuales en su mantenimiento.

-Cuarta fase: retirada de la instalación. Es la última fase, en la que se procede a retirar todos los equipos que integran la instalación. Para evitar la contaminación será necesario desechar todos los equipos de forma correcta, teniendo especial cuidado con las baterías. Las baterías requieren especial atención en esta fase debido a que el líquido que contienen resulta muy contaminante para aguas y suelos. Por último, tendremos que dejar el terreno tal y como lo encontramos, volviendo a replantar la vegetación existente en la zona.

9. CONCLUSIONES

El objetivo fundamental de este proyecto era conseguir electrificar una comunidad rural aislada en África mediante energía solar fotovoltaica para mejorar la calidad de vida de sus habitantes y potenciar el desarrollo de la región.

Se ha hecho un análisis completo de la zona con el fin de realizar un diseño de la instalación óptimo y respetuoso con el modelo de vida de la comunidad.

A partir de este estudio podemos establecer las siguientes conclusiones:

-El acceso a la electricidad es primordial para garantizar el desarrollo de un país y la calidad de vida de sus conciudadanos, sin embargo solamente el 18% de la población rural de Benín tiene acceso a la electricidad. Esta es una de las causas principales por las que el país tiene un IDH muy bajo. La electrificación y el desarrollo de un país son inseparables, por lo que, mientras que la tasa de electrificación en Benín sea tan reducida, será imposible que el país prospere.

-La zona norte del continente africano recibe una gran cantidad de horas de Sol al día. La energía solar, además de ser limpia con el medioambiente, es altamente aprovechable en estas regiones. Instalaciones fotovoltaicas como la que hemos desarrollado en este trabajo sirven para fomentar la implantación de energías renovables en lugares adyacentes. Además de contribuir al desarrollo de la zona, el uso de renovables permitiría dejar a un lado los combustibles fósiles.

-En el caso de las microrredes encontramos algunas ventajas con respecto a otro tipo de instalaciones. Si la instalación fotovoltaica no tuviese independencia energética total y estuviese conectada a la red nacional, el Gobierno de Benín impondría los precios públicos de la electricidad. Mediante el uso de una microrred conseguimos tener una gestión energética totalmente independiente, garantizando

que en ningún momento esta gestión se hará con una intencionalidad económica. Por otra parte, en un hipotético futuro, la microrred se podría conectar a la red eléctrica nacional.

-Las tareas de instalación, puesta en marcha, mantenimiento y evaluación de la planta serán llevadas a cabo por personal de la zona con el objetivo de dar puestos de trabajo a gente de la región. Hacer a la población partícipe del proyecto es extremadamente importante para poder garantizar el éxito de la instalación.

-La idea inicial del proyecto es prolongarlo durante su vida útil con un correcto mantenimiento, pero se espera que a raíz de la puesta en marcha de esta instalación surjan iniciativas de sostenibilidad del proyecto a lo largo de los años, así como una ampliación de la microrred que permita electrificar zonas cercanas que no tengan acceso a la electricidad. Para impulsar planes de sostenibilidad es primordial formar a la población de Nikki en este tipo de tecnologías.

-Para garantizar el correcto funcionamiento de la microrred, se han dimensionado todos los equipos con un margen de seguridad alto, especialmente las baterías. Para el dimensionar el inversor híbrido hemos considerado todos los aparatos funcionando de forma simultánea para asegurarnos de que no habrá ningún fallo. Aunque en principio pueda parecer que esto supondrá un incremento en el precio de la instalación, a largo plazo puede ser beneficioso, ya que si escatimásemos a la hora de dimensionar los equipos estos podrían estropearse, lo que supondría un coste elevado e imprevisto.

-Finalmente, hay que mencionar que en este trabajo no se ha hecho un estudio exhaustivo para seleccionar los mejores equipos en relación calidad/precio, sino que simplemente se han escogido los más adecuados comparando entre varios. Es por ello que el presupuesto que se ha presentado es meramente estimativo y en todo

caso, haciendo un análisis más profundo, se podría reducir el coste de la inversión inicial. Además, es probable que la demanda energética de la comunidad sea inferior a la estimada, ya que en este caso se ha intentado estimar al alza para que no tengamos problemas de funcionamiento posteriores; si esto ocurriese, una vez que tengamos que renovar las baterías y reguladores necesitaremos menos de los comprados en un principio, por lo que se reducirían estos costes también y, en consecuencia, el coste final de la instalación a lo largo de los 25 años.

Bibliografía

- [1] De Alaminos, J., Alcor, E., Asensio, M., Bernardó, R., Fernández, L., Gómez, E., . . . Peiró, J. J. (Agosto de 2014). *Energía sin fronteras*. Obtenido de <https://docplayer.es/22991212-Electrificacion-de-zonas-rurales-aisladas.html>
- [2] García Álvarez, J. A. (Marzo de 2012). *Así funciona*. Obtenido de http://www.asifunciona.com/fisica/ke_semiconductor/ke_semiconductor_3.htm
- [3] Landín, P. (Abril de 2014). *Pelandíntecno*. Obtenido de <http://pelandintecno.blogspot.com/2014/04/como-funciona-una-union-pn.html>
- [4] Mesa Lozano, M. (Noviembre de 2017). *Universidad Politécnica de Madrid*. Obtenido de http://oa.upm.es/49270/1/TFG_MONICA_MESA_LOZANO.pdf
- [5] Oliveira Filho, D. (Agosto de 2009). *ResearchGate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Circuito-equivalente-de-una-celula-fotovoltaica-real-modelo-de-um-diodo_fig1_275561777
- [6] Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Editex
- [7] AutoSolar. (Junio de 2017). *AutoSolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino>
- [8] DirectIndustry. (s.f.). *DirectIndustry*. Obtenido de <https://www.directindustry.es/prod/cat/product-26209-1844807.html>
- [9] MpptSolar. (s.f.). *MpptSolar*. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/>
- [10] Rodríguez de Luis, L., Pérez Higuera, P., & Aguilar Peña, J. D. (2004). *Universidad de Jaén*. Obtenido de http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm
- [11] AutoSolar. (s.f.). *Autosolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/>
- [12] Hernández Romero, A. (s.f.). *Universidad de Sevilla*. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70692/fichero/10+Baterias+para+Almacenamiento+de+Energ%C3%ADa.pdf>
- [13] Pontificia Universidad Católica de Chile. (s.f.). *Pontificia Universidad Católica de Chile*. Obtenido de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>

- [14] Universidad de Castilla - La Mancha. (s.f.). *Universidad de Castilla - La Mancha*.
Obtenido de <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes2.htm>
- [15] Fotografías - Viajes - Fotos- Consejos. (Junio de 2018). *Fotografías - Viajes - Fotos- Consejos*. Obtenido de
https://www.voyagesphotosmanu.com/mapa_geografico_benin.html
- [16] Mapas del Mundo. (s.f.). *Mapas del Mundo*. Obtenido de <http://www.mapa-del-mundo.es/pais/benin/>
- [17] OpenStreetMap. (s.f.). *OpenStreetMap*. Obtenido de <https://www.openstreetmap.org/>
- [18] Banco Mundial. (s.f.). *Banco Mundial*. Obtenido de <https://www.bancomundial.org/>
- [19] EraSolar. (s.f.). *Autosolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/pdf/ERA-Mono-PERC-400W.pdf>
- [20] FórmulaStar. (s.f.). *AutoSolar*. Obtenido de
https://autosolar.es/pdf/FORMULA_STAR_SOLAR_MONOBLOCK_2017.pdf
- [21] SMA. (s.f.). *SMA*. Obtenido de <http://files.sma.de/dl/14117/SIC50-IA-es-11W.pdf>
- [22] SMA. (s.f.). *SMA*. Obtenido de https://files.sma.de/downloads/SI44M_60H_80H-DES1931-V20.pdf
- [23] Google Earth. (s.f.). *Google Earth*. Obtenido de <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- [24] New Energy Technology. (s.f.). *ENF*. Obtenido de
https://cdn.enfsolar.com/Product/pdf/Inverter/5dc91d30391c5.pdf?_ga=2.140979250.1682679204.1591899262-502315659.1590161742
- [25] SHS. (s.f.). *AutoSolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/pdf/Panel-12V-100W.pdf>