

**ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA**

**AUTOR:  
EDWIN JAVIER JIMENEZ DIAZ**

**DIRECTOR:  
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

**Quito, noviembre 2020**

EDWIN JAVIER JIMENEZ DIAZ

**ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Edwin Javier Jimenez Diaz** (Y'1995). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico San José de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la asignación de recursos con micro-redes y sistemas fotovoltaicos.  
ejimenezd1@est.ups.edu.ec

*Dirigido por:*



**Edwin Marcelo García Torres** (Y'1978 -SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Máster en Gestión de Energía. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización. Actualmente es miembro del Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group). egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

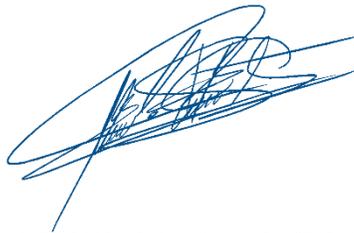
©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR**

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA*” realizado por EDWIN JAVIER JIMENEZ DIAZ, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., noviembre de 2020



.....  
Edwin Marcelo García Torres

C.C.: 180308740-0

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Edwin Javier Jimenez Diaz, con documento de identificación N° 1724185143, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA”* , mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., noviembre de 2020



.....  
Edwin Javier Jimenez Diaz

C.C.: 1724185143

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	2
2	MARCO TEÓRICO .....	4
3	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	10
4	CASOS DE ESTUDIO.....	13
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	15
6	CONCLUSIONES.....	18
7	REFERENCIAS .....	19
8	MATRIZ DE ESTADO DEL ARTE .....	24

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de gestión de una MR eléctrica.....	4
Figura 2. Esquema de configuración de bus en CA.....	5
Figura 3. Esquema de configuración de bus en CA.....	6
Figura 4. Irradiancia verano vs irradiancia invierno.....	7
Figura 5. Diseño de la MR .....	14
Figura 6. ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.....	15
Figura 7. Demanda de clientes en verano. ....	15
Figura 8. Asignación de recursos en verano.....	16
Figura 9. Estado de baterías en verano. ....	16
Figura 10. Comportamiento de baterías en verano.....	16
Figura 11. Demanda de clientes en invierno. ....	17
Figura 12. Asignación de recursos en invierno. ....	17
Figura 13. Estado de baterías en invierno. ....	17
Figura 14. Estado de baterías en invierno. ....	18
Figura 15. Potencia entregada por baterías .....	18
Figura 16. Resumen e indicador de la temática - Estado del art .....	28
Figura 17. Indicador de formulación del problema - Estado del arte. ....	28
Figura 18. Indicador de solución - Estado del art.....	29

## 3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de barras en flujos de potencia.....	4
Tabla 2. Demanda de energía eléctrica de la comunidad.....	10
Tabla 3. Variables del condicionamiento de potencia. ....	11
Tabla 4. Pseudocódigo de condicionamiento de potencia .....	11
Tabla 5. Pseudocódigo de asignación de recursos.....	12
Tabla 6. Pseudocódigo de asignación de recursos.....	12
Tabla 7. Pseudocódigo de condicionamiento potencia horaria prioritaria a clientes. ....	13
Tabla 8. Características técnicas de los elementos de la MR.....	14
Tabla 9. Datos del comportamiento de la MR.....	18
Tabla 10. Matriz de estado del arte.....	24

# ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA

## Resumen

Este artículo analiza la implementación de un sistema fotovoltaico con respaldo de bancos de baterías, para la asignación de recursos empleando una optimización LP (Linear Programming). El estudio realizado se basa en una micro-red (MR) social con control de carga en lugares aislados, que permitirá abastecer la demanda de energía eléctrica de acuerdo a las necesidades de la comunidad. Para ello se plantea un despacho económico para cada estación del año. En verano se busca minimizar los costos con una mayor participación de los paneles, debido al alto índice de irradiancia que puede ser captado. En invierno la situación es totalmente adversa, por lo que el modelo asigna mayor cantidad de recursos de almacenamiento de energía, por la baja irradiancia. Para lograr tener continuidad de servicio eléctrico la MR despacha de manera prioritaria. Los usuarios de mayor prioridad como pistas de aterrizaje y escuelas, tendrán asegurado el servicio, mientras que hogares y otros servicios comunitarios no serán abastecidos en las horas de mayor consumo.

**Palabras Clave:** Asignación de Recursos, Micro-redes, Irradiancia, Smart Grids.

## Abstract

This article analyzes the implementation of a photovoltaic system with the support of battery banks, for the allocation of resources using LP (Linear Programming) optimization. The study being carried out is based on a social micro-grid (MG) with load control in isolated places, which will allow it to supply the demand for electrical energy according to the needs of the community. For this, an economic dispatch is proposed for each season of the year. In summer, the aim is to minimize costs with a greater participation of the panels, due to the high index of irradiance that can be captured. In winter the situation is completely adverse, so the model allocates more energy storage resources due to low irradiance. To achieve continuity of electrical service, the MG dispatches as a priority. Higher priority users, such as airstrips and schools, will have guaranteed service, while homes and other community services will not be supplied during the hours of greatest consumption.

**Keywords:** Resource allocation, Microgrids Irradiancia, Smart Grids.

# 1 INTRODUCCIÓN

Las estrategias energéticas de los países a partir de los últimos años, ha producido un incremento en la generación eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos [1]. Desde 2008 la industria solar de Estados Unidos aumentó considerablemente, hasta llegar a ser en 2010 el 12%. Mientras tanto, en Europa la producción de electricidad a partir de energía solar esta sobre el 35%, siendo Alemania el primer productor; seguido de Italia, Reino Unido, Francia y España. En el continente asiático China y Japón incrementan la construcción de parques solares en un 15% cada año desde el 2015 [1].

Estos números elevados en la producción por paneles, se debe a las políticas económicas que rigen en los distintos países. Dando lugar a que se realicen subsidios, prioridad de despacho y reducción en penalidades por impactos ambientales, para las centrales fotovoltaicas [1].

Esta transformación del sistema energético alrededor del mundo produce beneficios no solo con el medio ambiente sino con la seguridad energética, ayudando a mejorar el acceso a una energía asequible y universal [2]. Las fuentes renovables son una alternativa para la diversificación de la energía eléctrica, contribuyendo a la generación local y rural [2].

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en 2017, consiguió que se logre aprobar un programa que ayudaría a las comunidades alejadas de las principales ciudades. De esta manera financió a la Empresa Nacional de Energía (ENEE) de una micro-red (MR) fotovoltaica, permitiendo que se abastezca de electricidad a pequeñas y medianas comunidades indígenas que pueblan la zona rural y de esta manera extender sus

actividades productivas en horas sin luz solar [1].

La MR instalada de ENEE consiste en un parque de generación fotovoltaico que tiene una capacidad de 550 kW, a los paneles se les respalda bancos de baterías, para el almacenamiento de energía y además, un sistema de sincronización para la producción de generación térmica, que ayudará a complementar la energía extraída por los paneles [3].

El proyecto se establece en la región Moskitia (Honduras), este sector es considerado como un pulmón natural en la parte céntrica del continente americano, ya que posee uno de los bosques tropicales más importantes en la región. En el lugar se puede observar abundante en vegetación nativa y esencial para la vida salvaje. Dentro del área que cubre el bosque tropical existen varias comunidades indígenas, los Miskita, Tawahkas y Pech. En total, se contabiliza un aproximado de 12.719 habitantes de las diversas comunidades [1].

Esta zona natural está comprendida de varias áreas de frondosa vegetación, las cuales se encuentran protegidas por el gobierno. Existe un lugar en especial que destaca sobre los demás, la Reserva de Biosfera del Río Plátano (Patrimonio Mundial de la Humanidad), esta reserva es la primera en Centroamérica, con una extensión que abarca 1,2 millones de hectáreas. La Moskitia es un departamento asilado del resto que conforma Honduras, esto se debe a que no poseen infraestructura vial y un ineficiente abastecimiento de servicios básicos. Por estos motivos los habitantes de la comunidad no tiene agua potable, servicios de saneamiento y acceso a la electricidad [4].

Este problema de abastecimiento de servicios esenciales como la energía eléctrica, ha contribuido a que los gobiernos, tomen medidas sobre la

problemática, por lo que en la actualidad se viene dando diversos proyectos de diseño e instalación de sistemas híbridos. El principal objetivo para crear estas infraestructuras, es la generación de energía eléctrica para poder satisfacer la demanda de una comunidad [5].

Un ejemplo de la puesta en marcha de estos sistemas se dio en un sector ubicado en una isla en el golfo de Guayaquil; el diseño fue realizado por medio del software HOMER; el programa se simuló varios tipos de demandas de hogares [5].

Paralelamente a las investigaciones sobre diseños para la electrificación, se continúa investigando y ejecutando diversos proyectos que permitan la implementación de un sistema para controlar las desconexiones intencionadas de cargas, de esta manera se busca una operación confiable y segura de una MR aislada con o sin generador a diésel. Este método de control se llevó a cabo en MATLAB, con el principal objetivo de que el voltaje que es generado por el sistema CHP a diésel, pueda mantener su estabilidad en un valor determinado y obtenga un superior desempeño de la MR eléctrica, optimizar la distribución del suministro y mejorar el consumo de la energía disponible en la MR [6].

También se ha desarrollado una simulación de un modelo dinámico, el cual permite proyectar de manera diaria la oferta y la demanda de energía eléctrica en una MR, compuesta por una vivienda con generación fotovoltaica y eólica, y con respaldo de un almacenamiento por baterías [7]. La carga es calculada por medio la cuantificación del número de aparatos eléctricos utilizados en una vivienda convencional.

De igual manera se ha creado un algoritmo en MATLAB, que permita realizar intercambios de energía entre MR eléctricas por medio del bidireccionamiento de la red. Basado en

la Teoría de Juegos de Coalición; esto con el principal objetivo de reducir las pérdidas técnicas fijas (histéresis, efecto corona) y variables (flujos de corriente) de energía en los sistemas de distribución y poder optimizar los pagos de energía entre compradores y vendedores [8].

Los sistemas de gestión de una MR energética están compuestos por diversos módulos que se encuentran interconectados entre sí y que tienen la capacidad de comunicarse. Este sistema debe estar previamente estudiado con variables importantes, con el objetivo de producir los cambios deseados en la curva de demanda [9]. Hay que tener presente que el sistema de gestión debido a su autonomía, debe tomar decisiones/acciones pese a no tener toda la información disponible en el momento.

El sistema de gestión es el encargado de la asignación de referencias de potencial real y reactiva, además de otras señales de control adecuadas a los generadores de energía renovable [10].

La gestión de energía a largo plazo incluye:

- Pronóstico de producción de recursos de energía renovables.
- Gestión de cargas controlables que pueden desconectarse de acuerdo a lo que se necesite.
- Provisión de un nivel apropiado de capacidad de reserva de energía de acuerdo al mercado eléctrico y pronóstico de la demanda.
- Intervalos de mantenimiento.

Mientras que el balance de potencia a corto plazo incluye:

- Regulación de voltaje RMS y control de frecuencia primaria
- Distribución de energía en tiempo real entre fuentes internas de un recurso de energía distribuida.

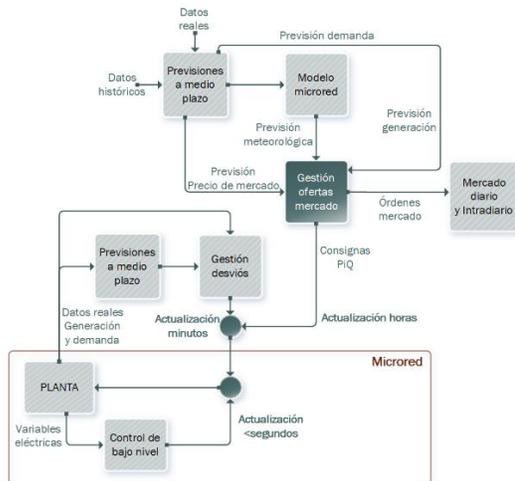


Figura 1. Sistema de gestión de una MR eléctrica.

En la sección dos se procede hablar el marco teórico que abarca lo que el tema, en la sección tres se explica la formulación del problema, en la sección cuatro se analiza sobre los distintos casos de estudios que se toman en cuenta y para finalizar tenemos el análisis de los resultados obtenidos por las simulaciones conclusiones y bibliografía

## 2 MARCO TEÓRICO

### Micro-redes

La MR es un sistema de distribución de bajo voltaje, que permite la conexión de diversas fuentes de generación que usan combustibles fósiles o a su vez de energía renovable no convencional (ERNC), con unidades de almacenamiento por baterías [11].

Los elementos de una MR inteligente son: sistemas de generación distribuida (GD); almacenamiento de energía por medio de baterías; técnicas para la regulación de cargas; sistemas para la supervisión y control del flujo de potencia; y procedimientos de mantenimiento preventivo [12].

Dentro de las MR, se encuentran las mini-redes que integran diversos recursos y cargas de GD, en una misma estructura.

Proporcionando la capacidad para tener autonomía y de esta manera satisfacer la demanda eléctrica por medio de la generación local, principalmente con el uso de ERNC [13] [14]. Las mini-redes de energía renovable al igual que las MR también pueden incluir dispositivos de almacenamiento de energía (baterías); medidores inteligentes (Smart meters), dispositivos inteligentes para control y gestión; convertidores de energía [15] [16].

Según la tabla 1, se denomina MR a la infraestructura con una capacidad de generación que no supera los 100 kW, que usa normalmente ERNC, CHP por combustibles fósiles o de biocombustibles.

Tabla 1. Tipos de barras en flujos de potencia.

Potencia del sistema	Tipo	Generación	Características
Hasta 0,5 KW	Sistemas autónomos individuales	Fotovoltaica	Distribución en CC o CC + CA
0,5 hasta 10 KW			
10 hasta 100 KW	Sistemas centralizado Micro-red	Fotovoltaica Grupo Aerogenerador	Distribución en CA a grupo de consumidores Generación centralizada
100 KW en adelante	Mini-red	Anteriores más otras fuentes energéticas	Distribución en CA Generación descentralizada

La utilización de energía fotovoltaica como fuente generadora en las MR es lo más habitual, su uso es muy extendido debido a la fácil instalación y mínimo mantenimiento. Todo esto es una gran diferencia con respecto a otras fuentes generadoras, por lo que dentro de la industria es la principal alternativa para la producción energética [17]. La generación fotovoltaica dentro de las fuentes renovables, es una energía en la cual su producción es fácilmente evaluable y en los últimos años el bajo

costo de generación la hace sumamente competitiva [18].

También es típico que muchas de las MR sean diseñadas en el lugar donde se usaba previamente un grupo electrógeno y es necesaria la aportación de nueva energía [19].

En varias ocasiones el cambio a una estructura de MR, se debe al aumento de la demanda, por elevado precio de la energía eléctrica, ya que el transportar combustible fósil para generadores encarece el servicio. Por lo que es necesario reducir el consumo y minimizar pérdidas en la transportación de energía [19].

La combinación entre varias fuentes de energía renovables interconectadas con un sistema de almacenamiento de energía por baterías, es una posible solución ante los picos de consumo en el día, transitorios producidos por las ERNC y la demanda de electricidad en horas de la noche, que en la mayoría de los casos son requeridos [21] [22]. Por esta razón se ha demostrado ser una solución fiable y de mínimo costo para las comunidades rurales aisladas de una red. Si a este sistema por fuentes renovables se le acopla un grupo electrógeno, ayudara a que se pueda respaldar el sistema en caso emergencias, o ante las fluctuaciones naturales de los recursos renovables (ya sean estacionales o puntuales) [23] [24].

Llegado el caso de que se instale una MR a una red con las líneas tradicionales de distribución, la conexión se haría sin grandes problemas técnicos, con la posibilidad de suministrar energía al sistema o ser auto consumido [21].

## Tipos de micro-redes

En las MR los recursos energéticos distribuidos (RED) son muy importantes, debidos a que su ubicación es cercana a las cargas locales. Los RED van desde sistemas diseñados para varios hogares a sistemas para islas remotas o grandes comunidades, en pocas palabras para lugares que tengan la capacidad de generar energía eléctrica por medio de fuentes renovables [26] [27].

Las topologías de las MR pueden variar entre una red de corriente continua (CC) o una red de corriente alterna (CA). Derivado a una instalación eléctrica de baja o media tensión que puede ser del tipo monofásico o trifásico [9].

Los sistemas eléctricos híbridos (CC/CA), proporcionan una alta eficiencia, confiabilidad y fácil conexión. Esta topología puede ser muy útil cuando las cargas son de CA, ente caso las barras (BUS) de CC y CA se conectan a través de inversores, lo que proporciona la posibilidad de intercambiar energía entre barras [28] [10].

A continuación, se puede observar esquemáticamente los principales sistemas que podrían usarse en este tipo de aplicaciones, en función del tipo de corriente utilizada en el BUS de vertido generador:

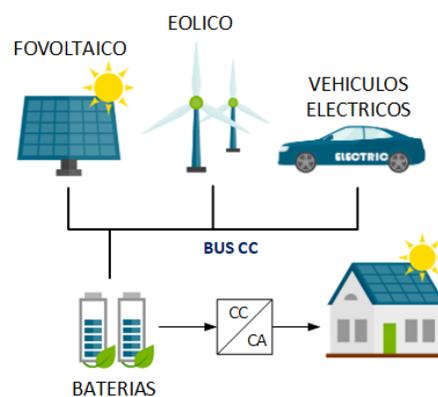


Figura 2. Esquema de configuración de bus en CC.

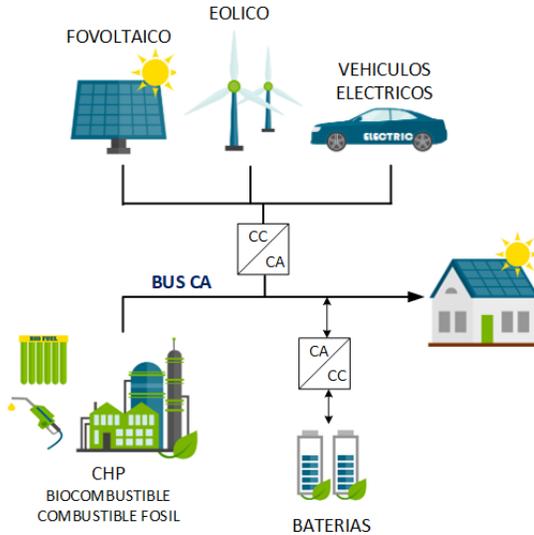


Figura 3. Esquema de configuración de bus en CA.

En las figuras anteriores se puede distinguir con claridad el tipo de corriente que pueden producir los diferentes generadores, así como la forma de interacción con el resto de subsistemas. Por tanto, la configuración de la futura MR deberá empezar por determinar el diseño de la mejor arquitectura eléctrica, en función de las necesidades presentes y futuras. Brindando una gran flexibilidad para ampliar el sistema cuando se lo requiera [1] [29].

En la actualidad la mayoría de las MR, utilizan un BUS en CA (Figura 3), ya que permite abastecer a una mayor cantidad de usuarios y con mayor dispersión geográfica, soportando posibles ampliaciones en caso de ser necesario y admitiendo la incorporación de nuevas tecnologías de generación [30].

La primera configuración (Figura 2), es el caso más básico, donde las fuentes de generación alimentan a los bancos de batería, que a través de un inversor CC/CA, y estos a su vez alimentan a los diferentes consumos [31].

El sistema de control en las MR se diseña para una operación segura y autónoma, en muchos casos se limita al arranque del grupo electrógeno que ayude a cargar los bancos de baterías si fuese necesario [32]. Este sistema puede basarse en un controlador central que integra a las partes autónomas de cada generador. El sistema de control debe verificar el voltaje y frecuencia, proporcionando la diferencia de potencial real entre las cargas y las fuentes de generación, en caso de estar conectada la MR a la red eléctrica [12] [33] [34].

Si la MR se encuentra aislada de la red principal, su diseño debe proporcionar los requisitos de potencia real y reactiva de las cargas y suministrar dentro del rango de condiciones de operación de carga [14].

#### ***Micro-red conectada a la red***

La estructura conectada a la red procura abastecer la mayor cantidad de usuarios, administrar el flujo de potencia para la carga/descarga de los sistemas de almacenamiento, de tal manera que la MR funcione como un nodo slack (nodo de balance), lo que permitirá que pueda absorber o entregar las diferencias de energía necesarias. Además, el sitio de conexión dota de un punto de referencia de tensión y frecuencia, lo que ayuda a que estos parámetros se mantengan estables dentro de la MR [35].

#### ***Micro-red desconectada de la red***

Esta capacidad de operación de forma autónoma totalmente aislada, suprime el suministro de potencia de las fuentes externas [36]. Esta aplicación de las MR está asociado a pequeñas comunidades remotas, algunas concentradas geográficamente y otras distribuidas en una región determinada [35]. Por esta razón las MR que funcionen de manera

aislada, deben fortalecer y diversificar sus fuentes internas de generación para garantizar el suministro confiable de energía eléctrica [37].

### Modelos de micro-redes

Los modelos de las MR pueden variar de acuerdo a la función que se requiera y a la topología. Por esta razón estos sistemas deben ser dinámicos al tener la necesidad de actuar con tiempos de respuesta cortos de generación distribuida, almacenamiento de energía bajo, falta de inercia y la gran cantidad y diversidad de fuentes de generación [38].

### Micro-red Testbed y benchmark”

Las MR centran su desarrollo en la utilización de las diversas generaciones presentes en la región. Y se deben integrar varias MR una red confiable de suministro de energía [39].

Las diferentes tecnologías de MR se han unido con el paso de los años para crear un banco de pruebas que es utilizado para la evaluación de estos sistemas. Con la utilización de estos bancos se busca incrementar la confiabilidad y fortaleza de la red de las futuras MR [38] [39]. En los bancos de pruebas se puede incluir varios sistemas de generación que se utilizan tanto para la electrificación rural como en ciudad, subredes en corriente alterna y continua las cuales pueden o no conectarse a una red pública [39].

### Componentes de un sistema fotovoltaico

#### Paneles

Los paneles solares son un conjunto de células o celdas fotovoltaicas que convierten la irradiancia solar en electricidad [40]. Consisten en varios materiales semiconductores, que al absorber fotones de luz que son emitidos por el sol, los electrones se liberan de los

átomos de silicio y son extraídos por una rejilla de conductores metálicos, produciendo un flujo de corriente continua [22]. Para la generación de mayor escala, las células se combinan para formar módulos que contienen múltiples celdas; estas a su vez se ensamblan para formar matrices fotovoltaicas, que pueden llegar a tener longitudes de varios metros y así formar un sistema de generación eléctrica grande [41].

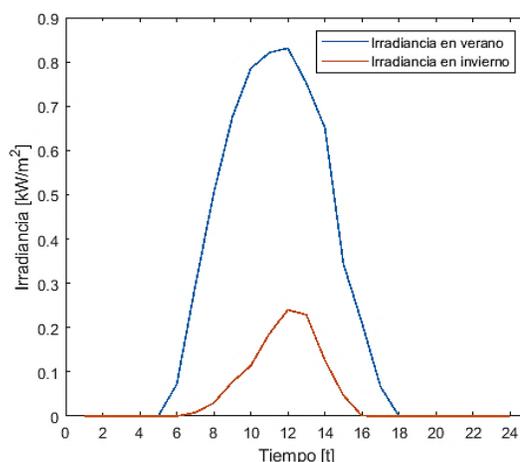


Figura 4. Irradiancia verano vs irradiancia invierno.

La producción energética de un panel solar dependerá de variables importantes como la temperatura y la irradiancia que pueden ser captados. Por estas razones la generación de electricidad puede verse comprometida, debido a la variabilidad del clima. Es importante realizar un estudio adecuado de irradiancia en el sector donde se realiza la instalación, lo que permitirá obtener datos de incidencia solar, los cuales servirán para el cálculo del número de paneles a utilizar y la potencia final que se obtendrá [42].

Para el cálculo de la energía estimada de electricidad en un tiempo determinado de un sistema fotovoltaico, se lo realiza con la siguiente fórmula:

$$P = P_n * G \quad (1)$$

Dónde:

$P_n$  = Potencia pico [kW].

$P$  = Potencia del panel [kW].

$G$  = Irradiancia solar promedio  $\left[ \frac{kW}{m^2} \right]$

La potencia pico es definida como la máxima potencia de salida bajo la condición, donde la temperatura de funcionamiento será mantendrá a 25°C.

### ***Horas de captación según los sectores geográficos del Ecuador***

El número de horas de sol depende de las condiciones climatológicas oscilatorias, la situación geográfica de la región y las estaciones del año. Debido a estas variables las horas de luz solar pueden cambiar drásticamente de un lugar a otro por consecuencia de la inclinación del eje de rotación de la tierra respecto al plano de la órbita [43].

El número de horas está dado por la siguiente ecuación y los máximos valores se alcanzan en zonas de alta montaña y en zonas desérticas.

$$\#h = 2/15 \cos^{-1}(\tan\phi * \tan\delta) \quad (1)$$

Dónde:

$\#h$  = número de horas de sol en el día.

$\phi$  = latitud geográfica (°).

$\delta$  = ángulo de declinación (°).

El tiempo de duración del brillo del sol y que se recibe radiación solar directa es conocido como heliofanía y es reflejado en horas. Se encuentra representada por la ecuación, en relación con las horas teóricas que el sol permanece sobre el horizonte que es considerado el cenit es decir las 12 horas en el Ecuador.

$$H = I * hps \quad (2)$$

Dónde:

$H$  = Irradiación promedio expresado en [Wh/m<sup>2</sup>].

$I$  = Constante de irradiancia que recibe la superficie terrestre.

$hps$  = Horas pico solar.

### ***Baterías***

Las baterías son dispositivos que permiten el almacenamiento de excedentes de energía que pueden liberarla en caso sea necesario como en alta demanda, apagones o baja generación. En los sitios donde se utiliza ERNC, debido a las características intermitentes de la generación solar, los problemas asociados con la integración de fuentes renovables y la gestión de la estabilidad del sistema eléctrico [44]. El almacenamiento por baterías proporciona una excelente salida para estos diversos problemas, de tal manera permitiendo estabilizar la salida energía. Esto a su vez genera un soporte rápido a la potencia activa, mejora la capacidad de regulación de frecuencia de la red y conduce a una generación a gran escala la posibilidad de conectarse a una red de manera estable y confiable [45].

En las MR para mantener el voltaje y la frecuencia en diversos modos de operación que se puedan tener, se adopta una configuración de almacenamiento de energía y GD [46]. Durante la entrada y salida de GD, la energía esta equilibrada en lapsos de tiempo muy cortos, por lo tanto, la instalación de almacenamiento se puede aplicar para realizar un control rápido de carga y descarga, donde la energía activa se puede controlar de manera suave e instantánea para garantizar la estabilidad de voltaje. Además, la incertidumbre que se tiene sobre la potencia de salida de las ERNC en la MR se reduce significativamente [45] [21] [47].

En los últimos 10 años, la tecnología en estos dispositivos ha tenido profundas transformaciones técnicas, provocando

que los precios para la producción disminuyan en grandes porcentajes. A medida que se vuelvan más económicas, las baterías se convertirán en una opción más atractiva a nivel doméstico, industrial o comercial [24] [49].

A las baterías clásicas y tradicionales baterías de Plomo-ácido y Ni-Cd. se les han integrado nuevas tecnologías en almacenamiento de energía, como son las de Iones de Litio (Li-Ion), Níquel-Sodio las cuales tienen la capacidad de soportar temperaturas de 60°C sin deteriorar sus características y tiempo de vida [24] [50].

Para el dimensionamiento del banco de baterías que utiliza en una instalación fotovoltaica es necesario conocer la energía o potencia por hora requerida (debido a la carga) [48]. Para lo cual se considera que la capacidad de la batería se medirá en amperio hora, por lo tanto, la fórmula corresponderá a la siguiente:

$$Cbatt = \frac{Eins}{Vins} \quad (3)$$

Dónde:

$Cbatt$  = Capacidad de la batería [Ah].

$Eins$  = Carga necesaria [Wh].

$Vins$  = Voltaje de salida del inversor [V].

El DOD o Depth of Discharge indican la cantidad total de carga de una batería que puede ser utilizada. Si se y tienes un DOD del 50% significa que solamente un 50 % del total de carga almacenada en la batería se puede usar. En plantas fotovoltaicas, por lo general en DOD es usado en un rango del 50% al 60% [51]. La profundidad de descarga puede ser expresada como un porcentaje de la capacidad y la corriente de descarga [52].

$$\Delta DOD = \frac{- \int_{t_0}^{t_0+T} Ib(t) dt}{Cbatt * 100\%} \quad (4)$$

Dónde:

$DOD$  = Profundidad de descarga [%].

$Ib$  = Corriente de carga o descarga [A].

$t_0$  = Tiempo inicial [horas].

$T$  = Tiempo de operación [horas].

$Cbatt$  = Capacidad de la batería [Ah].

La variación de la corriente dependerá del estado en que se encuentre, será positivo para carga y negativo para descarga. De esta manera para obtener un DOD acumulado a través del tiempo transcurrido de operación de tendrá:

$$DOD(t) = DOD(t_0) + \Delta DOD \quad (5)$$

### **Respuesta a la demanda**

El concepto de MR asume un conjunto de cargas y micro fuentes operando como un único sistema controlable que provee energía a su área local [15]. La demanda de energía de la MR está compuesta por diferentes tipos de cargas mismo que se detallan en la Tabla 2.

### **Cargas críticas y no críticas o controlables**

Las cargas críticas hacen referencia a aquellas que requieren energía de forma continua ya que cualquier variación o disturbio eléctrico puede causar pérdidas económicas, materiales o humanas, es decir, son cargas importantes dentro de un proceso en el cual no es factible la falta de servicio por ejemplo hospitales, laboratorios entre otros. Las cargas controlables hacen referencia a sistemas de iluminación, refrigeración, calefacción [54] [55].

### **Gestión a la demanda**

La gestión a la demanda (GD), es una herramienta poderosa utilizada para indicar un grupo de acciones que se deben emplear para gestionar de manera óptima el suministro de energía eléctrica a partir de las fuentes de generación y la

minimización de los costos de acuerdo a un perfil de consumo [56] [57].

La GD incluye la gestión a la carga (GC) y la respuesta a la demanda (RD). La GC es definida como cualquier acción que se tome por el consumidor o de la distribuidora para abastecer el perfil de carga en orden a la ganancia que se obtiene de la reducción total del pico de la carga [58] [59]. Mientras que en la RD se hace referencia a la capacidad que tienen los clientes para reducir su consumo de electricidad en respuesta a eventos basados en el aumento de precios del mercado o necesidades de confiabilidad [60] [21].

### **Función objetivo**

Como función objetivo se realiza la minimización del costo variable, respetando condiciones de calidad de servicio y seguridad de operación, de acuerdo a la programación horaria de salida de potencia activa de cada unidad generadora.

$$\min \sum_{i=1}^a \sum_{t=0}^b P_g(i, t) * CV_g(i) \quad (6)$$

Dónde:

$i$  = Unidades de generación.

$t$  = Tiempo en horas.

$a$  = Total de unidades de generación.

$b$  = Total de horas (24 horas).

$P_g(i, t)$  = Potencia de despacho de cada generador [kW].

$CV_g(i)$  = Costo variable de la unidad de generación despachada [\$/h].

## **3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

Se plantea desarrollar un sistema para la asignación de recursos en la comunidad que se encuentra en medio de la selva a

una distancia considerable de los centros poblados que cuentan con vías de acceso vehicular, motivo por el cual la electrificación con extensión de la red convencional no ha sido factible.

Se ha analizado varias alternativas como la generación eólica y por medio de combustibles fósiles, pero debido a que la velocidad promedio anual del viento es 3.5 km/h con alta turbulencia y el costo del transporte de combustible es muy elevado ya que es una población muy alejada de los principales lugares de abastecimiento, por lo tanto, la única solución es con sistemas fotovoltaicos, ya que se considera la más adecuada para este tipo de sectores por su geografía, distancia y dificultad de acceso.

Además, se analiza los diversos tipos de cargas de la comunidad, ya que está conformada por ocho viviendas, las cuales requieren de energía eléctrica para satisfacer su necesidad básica de iluminación y comunicación social.

En la comunidad funciona un centro educativo con dos aulas donde asisten alrededor de 16 alumnos de diferentes grados y un centro comunal.

Tabla 2. Demanda de energía eléctrica de la comunidad.

Descripción	Cantidad	Demanda
Viviendas	8	900
Servicios Comunitarios	3	900
Pista	1	500

Los estudiantes podrían manejar mejor su tiempo para realizar las tareas escolares al disponer de iluminación por la noche.

La comercialización de productos en la comunidad es casi nula, esto hace que el nivel socioeconómico sea bajo y el dinero circulante sea mínimo. Al disponer del

servicio de energía eléctrica algunas familias podrían adquirir electrodomésticos gradualmente, y permitirá el desarrollo de asignación de recursos distribuidos de la MR.

Tabla 3. Variables del condicionamiento de potencia.

Descripción	Variable
Potencia disponible	$Pot.D$
Potencia de la pista	$Pot.P$
Potencia de los servicios comunitarios	$Pot.SC$
Potencia de hogares	$Pot.H$
Potencia total	$Pot.Total$

Tabla 4. Pseudocódigo de condicionamiento de potencia

Algoritmo para condicionar la potencia en la MR

Paso 1: Potencia generada por los paneles y la reserva disponible en las baterías ( $Pot.D$ ).

Paso 2: Desarrollo del condicionamiento de potencia en la MR

```

Si  $Pot.Pista$  necesaria Entonces
   $Pot.Total = Pot.D - Pot.Pista$ 
  Si  $Pot.Total > 900$  Entonces
    Si  $Pot.SC$  necesaria Entonces
       $Pot.Total = Pot.D - Pot.Pista - Pot.SC$ 
    Si  $Pot.Total > 900$  Entonces
       $Pot.Total = Pot.D - Pot.Pista - Pot.SC - Pot.H$ 
    Fin Si
  Fin Si
SiNo
   $Pot.Total = Pot.D - Pot.Pista - Pot.H$ 
Fin Si
Fin Si
SiNo
  Si  $Pot.SC$  necesaria Entonces
     $Pot.Total = Pot.D - Pot.SC$ 
    Si  $Pot.Total > 900$  Entonces
       $Pot.Total = Pot.D - Pot.SC - Pot.H$ 
    Fin Si
  Fin Si

```

```

SiNo
   $Pot.Total = Pot.D - Pot.H$ 
Fin Si
Fin Si

```

## Restricciones

$$P_g H(i, t) = P_{max}(i) \quad (7)$$

Dónde:

$P_g H(i, t)$  = Potencia más alta que puede despachar un generador [kW].  
 $P_{max}(i)$  = Potencia máxima del generador [kW].

$$P_g L(i, t) = P_{min}(i) \quad (8)$$

Dónde

$P_g L(i, t)$  = Potencia más baja que puede despachar un generador [k].  
 $P_{min}(i)$  = Potencia mínima del generador [kW].

$$\sum_{i=1}^a P_g(i, t) = Dem(t) \quad (9)$$

Dónde:

$P_g H(i, t)$  = Potencia de despacho de cada generador para abastecer la demanda [kW].  
 $Dem(t)$  = Demanda eléctrica en el instante t [kW].

$$P_{bd} H(t) = P_{bd} min * NB \quad (10)$$

Dónde:

$P_{bd} H(t)$  = Potencia de descarga más alta de las baterías en el instante t [kW].  
 $P_{bd} min$  = Potencia de descarga mínima de la batería en el instante t [kW].  
 $NB$  = Numero de baterías.

$$P_{bc} H(t) = P_{bc} max * NB \quad (11)$$

Dónde:

$P_{bc}H(t)$  = Potencia de carga más bajo de las baterías en el instante t [kW].

$P_{bc}max$  = Potencia de carga máxima de la batería en el instante t [kW].

$NB$  = Numero de baterías.

### Pseudocódigo

Para la asignación de recursos en la instalación fotovoltaica de acuerdo a la necesidad que se tenga en instante determinado, se deberán tener en cuenta algunas variables importantes

Tabla 5. Variables del modelo.

Descripción	Variable
Generadores	$i$
Tiempo	$t$
Costo variable de generación	$CV_g(i)$
Potencia de cada generador	$P(i)$
Irradiancia en verano	$IuV(t)$
Irradiancia en invierno	$IuI(t)$
Potencia máxima de los paneles fotovoltaicos	$P_{max}(i)$
Potencia entregada al sistema por los paneles fotovoltaicos	$P_{FV}(t)$
Demanda estimada diaria en verano	$DemV(t)$
Demanda estimada diaria en invierno	$DemI(t)$
Potencia neta de baterías	$P_n(t)$
Potencia de carga de baterías	$P_{bc}(t)$
Potencia de descarga de baterías	$P_{bd}(t)$
Estado de carga máximo de baterías	$E_b max$
Estado de carga mínimo de baterías	$E_b min$
Porcentaje de carga de baterías	$Eta_c$

Porcentaje de descarga de baterías

$Eta_d$

Tabla 6. Pseudocódigo de asignación de recursos.

Algoritmo asignación de recursos

Paso 1: Inicialización de variables

$$Eta_c = 0.95$$

$$Eta_d = 0.80$$

$$E_b max = 100$$

$$E_b min = 40$$

Paso 2: Desarrollo de la asignación de recursos  $ASI$  en verano

Para todo  $t = 1:24$

$$ASI = \sum_{i=1}^2 P_{FV}(t) * CV_g(i) + P_g(2, t) * CV_g(i)$$

Si:

*Balance energético verano*

$$P_{FV}(t) + P_g(2, t) + P_{bd}(t) = DemV(t) + P_{bc}(t)$$

*Potencia del panel en verano*

$$P_{FV}(t) = P_g(1, t) * IuV(t)$$

*Potencia neta de las baterías en verano*

$$P_n(t) = P_{bc}(t) - P_{bd}(t)$$

*Estado de las baterías en verano*

$$E_b(t) = E_b min(t) + E_b(t-1) + P_{bc}(t) * Eta_c - P_{bd}(t) / Eta_d$$

$$\begin{cases} E_b min(t) & t = 0 \\ E_b(t-1) & t > 1 \end{cases}$$

*Fin Si*

*Fin Para todo*

Paso 3: Desarrollo de la asignación de recursos  $ASI$  en invierno

Para todo  $t = 1:24$

$$ASI = \sum_{i=1}^2 P_{FV}(t) * CV_g(i) + P_g(2, t) * CV_g(i)$$

Si

Balance energético invierno

$$P_{FV}(t) + P_g(2, t) + P_{bd}(t) = DemI(t) + P_{bc}(t)$$

Potencia del panel en invierno

$$P_{FV}(t) = P_g(1, t) * IuI(t)$$

Potencia neta de las baterías en invierno

$$P_n(t) = P_{bc}(t) - P_{bd}(t)$$

Estado de las baterías en invierno

$$E_b(t) = E_b \min(t) + E_b(t-1) + P_{bc}(t) * Eta_c - P_{bd}(t) / Eta_d$$

$$\begin{cases} E_b \min(t) & t = 0 \\ E_b(t-1) & t > 1 \end{cases}$$

Fin Si

Fin Para todo

Paso 4: Obtención de resultados de  $P(i)$ ,  $ASI$ ,  $P_n(t)$  y del balance energético

Tabla 7. Pseudocódigo de condicionamiento potencia horaria prioritaria a clientes.

Algoritmo para condicionar la potencia horaria de acuerdo a los clientes

Paso 1: Ingreso de demanda eléctrica de pista, centros comunitarios y hogares.

Paso 2: Desarrollo del condicionamiento de potencia

Para todo  $t = 1:24$

$$Pot. Pista = 100 \quad 6 \leq t \leq 17 \wedge t = 19$$

$$Pot. Pista = 500 \quad t = 18$$

$$Pot. SC = P_{FV}(t) + P_{bd}(t) - Pot. Pista(t)$$

$$Pot. H = P_{FV}(t) + P_{bd}(t) - Pot. Pista(t) - Pot. SC(t)$$

$$\begin{cases} Pot. SC & 6 \leq t \leq 17 \wedge t = 19 \\ Pot. H & 6 \leq t \leq 17 \wedge t = 19 \end{cases}$$

Fin Para todo

Paso 4. Se asigna este condicionamiento dentro de la demanda de verano  $DemV(t)$  e invierno  $DemI(t)$  para la posterior asignación de recursos

## 4 CASOS DE ESTUDIO

La comunidad de Valle Hermoso es una comunidad de la nacionalidad Kichwa, que pertenece a la parroquia rural de Río Tigre, la cual se encuentra dentro del cantón Pastaza en la provincia de Pastaza. En este sector se realizará una gestión de demanda, con una asignación de recursos de acuerdo a un modelo de MR básico (Figura 5), que constará de un sistema formado por 11 paneles fotovoltaicos ubicados en serie sobres cada casa y en los servicios comunales, formando un vector de despacho para las 24 horas. El inversor permite tener corriente alterna a 60Hz trifásico, que facilita el uso de diversos electrodomésticos y dispositivos de uso cotidiano (Tabla 8). Esta distribución abastece todo el sistema que tiene una potencia total de 10.400W. Esta potencia se distribuye alrededor del día, de esta manera permite que la potencia total de 3.300W dada por los paneles y los 1.800W de los bancos de baterías, pueda abastecer la demanda máxima en verano (1.643W) y en invierno (1.100W). Las potencias máximas en ambas estaciones están sujetas a variación, por la prioridad de cargar que haya en el transcurso del día.

Esto a su vez tendrá impacto en el abastecimiento de electricidad ya que dependerá netamente de la irradiancia solar captada por los paneles, la cual variará en valores máximos (en verano) y mínimos (en invierno). Esta variación

afectará a la producción energética en el sector, y se podrá observar cómo responde el sistema en ciertas horas del día donde la demanda de energía eléctrica aumenta, y el abastecimiento se direcciona con prioridades como se muestra en la Tabla 4 y 7.

Los valores de irradiancia utilizados para el estudio se obtuvieron del valor promedio máximo y mínimo obtenidos en el sector en un periodo de un año (Figura 4) por lo tanto, los paneles dependerán principalmente de esta variable y además de otras como la temperatura máxima, tipo de material (silicio) para la fabricación y la potencia nominal.

Otro punto importante es la variación de la demanda en ambas estaciones (Figura 6), esto se debe a que el nivel de irradiancia en el sector por tratarse de un clima tropical húmedo, en invierno pese a solo tener precipitaciones no llega a ser seco. Lo que favorecería al sistema, pero debido a la humedad y la densidad nubosa no permite que se logre una captación mayor de energía en los paneles. Este es un motivo para necesitar una desconexión de carga, dando mayor importancia a servicios relevantes como la pista y la escuela.

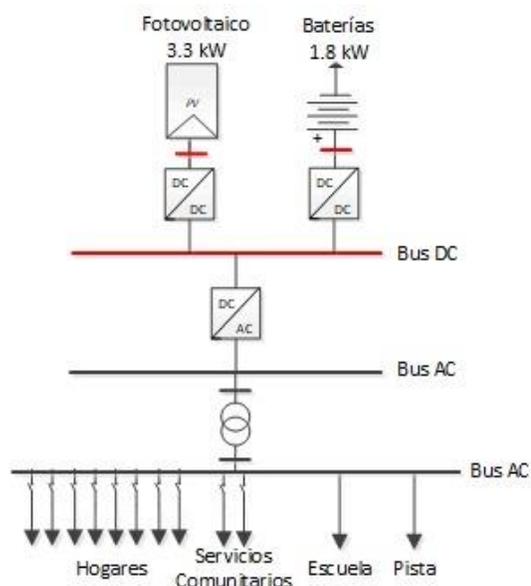


Figura 5. Diseño de la MR

Tabla 8. Características técnicas de los elementos de la

MR		
Elemento	Valor	Cantidad
Paneles (serie)	300W/24V	11
Inversor DC/AC	6500W/60Hz 200A	1
Bancos de Baterías	24V/650Ah	3

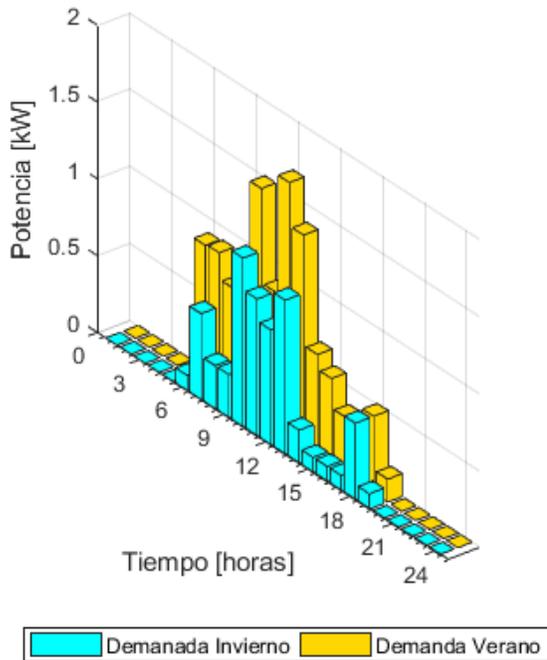


Figura 6. Demanda total (verano vs invierno).

## 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

### Comportamiento del sistema en verano

La asignación de recursos para hogares, pista y servicios comunitarios, cambia por a la prioridad horaria que tienen, por lo que cada servicio tendrá una curva diferente (Figura 7). La demanda en verano será mucho mayor a la de invierno, por lo tanto, no se realizará muchas desconexiones de carga, únicamente en horarios cuando se requiera usar la pista.

El principal motivo para abastecer únicamente a el servicio aéreo se debe a que, por el uso de potencia para iluminación y servicios de radio de comunicación, la demanda puede aumentar un porcentaje mayor a la estimada.

En el caso de servicios comunitarios como la escuela, el horario de consumo estará dado en horas de la mañana y en horas de la tarde, por lo tanto, para garantizar la continuidad se reduce la

potencia en hogares, mediante la desconexión de carga o la disminución de uso de aparatos eléctricos.

La reducción de carga en hogares se realiza tomando medidas de seguridad para no dañar aparatos electrónicos sensibles a las variaciones de tensión. Por lo que un sistema inteligente de desconexión es necesario dentro de la comunidad, para garantizar que no se dañen prematuramente electrodomésticos importantes como refrigeradoras o computadoras.

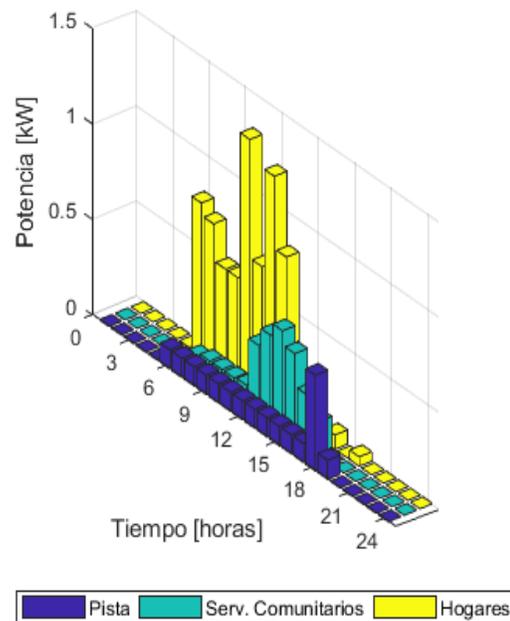


Figura 7. Demanda de clientes en verano.

En el despacho económico de generación únicamente se satisface los requerimientos de energía eléctrica con un sistema fotovoltaico y bancos de baterías ubicados en hogares. Para el uso de las baterías la potencia de carga de cada una varía de acuerdo con el excedente de generación que se produzca en los paneles, por esta razón la demanda real excede a la estimada en puntos con altos niveles de irradiancia como a las 10:00 y a las 12:00, mientras que en horas de baja luminosidad las curvas de demanda y la de la asignación de recursos

se comportan de la misma manera (Figura 8).

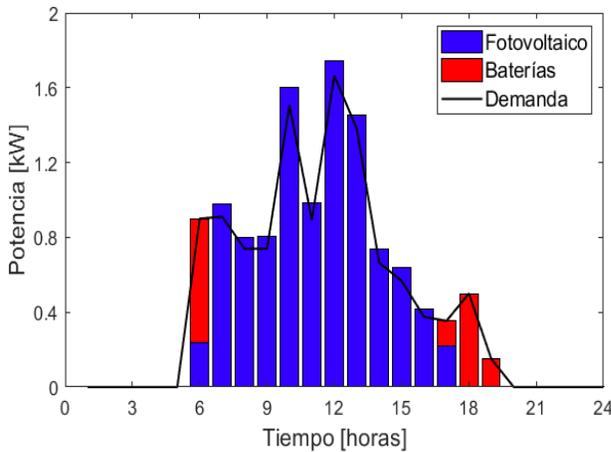


Figura 8. Asignación de recursos en verano.

La franja horaria de abastecimiento de energía eléctrica va desde 6:00 hasta las 19:00, con un despacho casi total por parte de los paneles fotovoltaicos y una participación mínima pero importante del sistema de baterías en horas de la mañana y tarde. Debido a que el sistema utiliza energías renovables el objetivo principal del despacho de minimizar el costo de operación se cumple totalmente.

En el uso de las baterías su comportamiento está dado por el funcionamiento, el cual se basa en el proceso de estado de carga (Figura 9), y el comportamiento frente al despacho horario de potencia (Figura 10). Dentro del despacho hay horas donde el abastecimiento total de la demanda, se realiza casi totalmente por medio de energía almacenada, por lo tanto, el estado de la batería se debe mantener óptimo sin sobrepasar las potencias mínimas de descarga y potencias máximas de carga, las cuales vienen dadas por el fabricante.

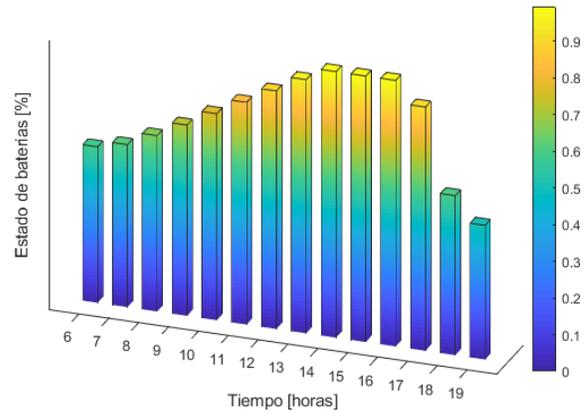


Figura 9. Estado de baterías en verano.

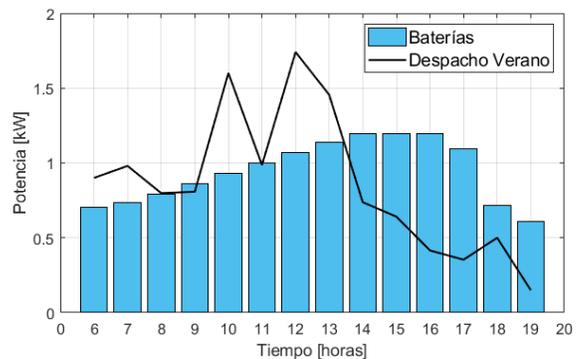


Figura 10. Comportamiento de baterías en verano.

### Comportamiento del sistema en invierno

En invierno debido a la disminución de irradiancia y por ende reducción de potencia eléctrica generada por los paneles, las baterías tienen un mayor uso del que se tiene en verano. El sistema fotovoltaico se mantiene en su máxima potencia posible para que las baterías puedan cargarse y lograr suministrar energía eléctrica.

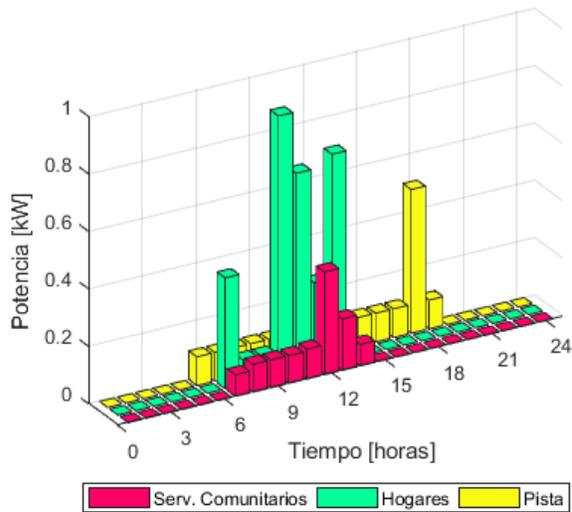


Figura 11. Demanda de clientes en invierno.

La demanda se ve penalizada con desconexiones en hogares, redirigiendo la potencia a servicios comunitarios importantes como la escuela en las mañanas y a la pista (Figura 11). El restantes de lugares comunitarios, debido a su alto consumo únicamente consumirán la potencia mínima de iluminación (75W), mientras que en hogares la demanda se mantiene al medio día con una potencia media de 229.3407W y la pista debido a su importancia no tiene desconexiones por lo que, su continuidad se ve reflejada con una potencia media de 128.5174W al día.

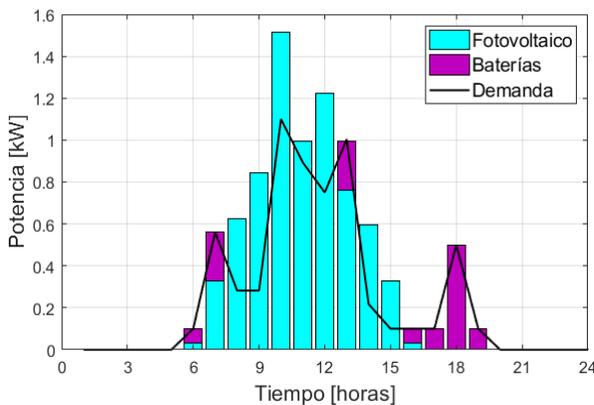


Figura 12. Asignación de recursos en invierno.

En la asignación de recursos la reducción de generación fotovoltaica afecta notablemente al sistema, provocando que el abastecimiento casi total sea dado por las baterías en horas de la tarde y pocas en la mañana (Figura 12). Por este motivo la potencia en los paneles se incrementa para poder cargar las baterías en horas de la mañana, produciendo un excedente. En horas de la tarde se elimina carga debido a que, si se mantiene la demanda de verano, las baterías reducirían su tiempo de vida. Esto se debe a que en las horas críticas como las 18:00 horas, se descargarían totalmente las baterías y no tendrían como reponer la energía perdida para poder abastecer en la mañana del día siguiente.

El estado de carga de las baterías es muy oscilatorio debido a que, por su uso casi continuo, no llega al 100% totalmente y ronda el 91.52%, el punto mínimo de descarga del banco es de 28.98%, superando al punto crítico de la mayoría de los fabricantes que es el 20% de descarga (Figura 13).

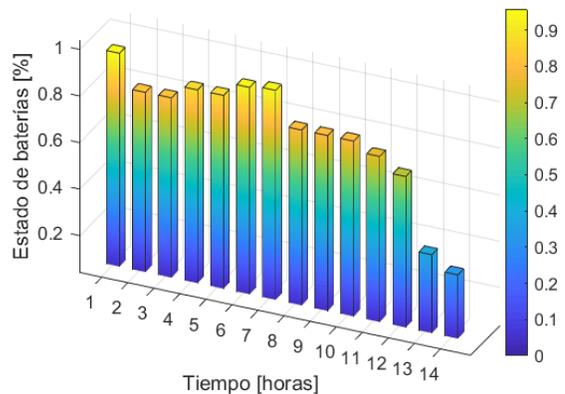


Figura 13. Estado de baterías en invierno.

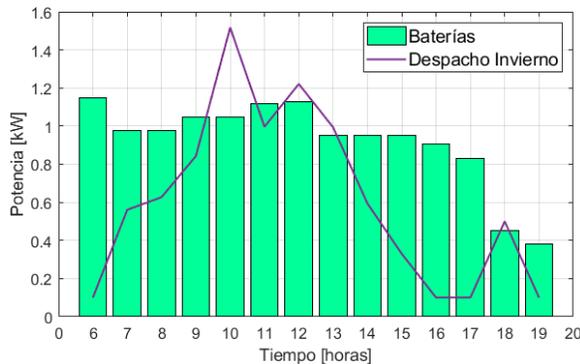


Figura 14. Comportamiento de baterías en invierno.

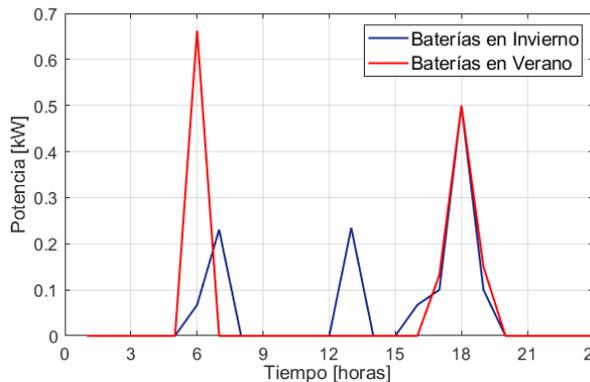


Figura 15. Potencia entregada por baterías.

Tabla 9. Datos del comportamiento de la MR

	Verano	Invierno
Energía aprovechada	87.82 %	42.98 %
Uso de baterías	12.66 %	48.34 %
Energía no suministrada	3.894 %	8.981 %

Debido al efecto de la irradiancia en las distintas estaciones del año, los bancos de baterías pueden funcionar más o menos tiempo según sea lo requerido. Por esta razón en verano existe picos altos de entrega de energía eléctrica que invierno (Figura 15). Y se debe a que la demanda es diferente para cada parte del año si se mantuviera con el mismo consumo, la MR sería incapaz de suministrar a todo el sistema.

## 6 CONCLUSIONES

La solución dada para la asignación de recursos y la priorización de demanda con el modelo empleado tiene resultados alentadores dentro del intervalo de tiempo analizado; la generación auto sustentable de la comunidad por medio de paneles fotovoltaicos y baterías sin conexión a una red externa si es posible. Esto se debe a que con el uso de energía solar los costos se minimizan. Todo lo contrario, pasaría si utilizamos combustibles fósiles ya que la producción eléctrica se encarecería por el transporte y el difícil acceso a la comunidad.

La generación distribuida mediante el uso de energías renovables no convencionales es la mejor alternativa para el desarrollo de los sectores amazónicos, permitiendo la vinculación energética en el territorio. Esto a su vez a futuro con la implementación de una mayor potencia de generación, favorecerá a proyectos de ecoturismo comunitario, reduciendo el posible uso de combustibles como el petróleo y de esta manera mejorar la calidad de vida de los habitantes.

Para poder tener un abastecimiento de la demanda durante los meses de baja irradiancia solar (invierno) se debe incrementar la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica e incorporar generación por biocombustibles o agro combustibles, dados por excedentes en la producción agrícola.

### Trabajos futuros

Para trabajos futuros se recomienda analizar el comportamiento del sistema con nuevas formas de generación eléctrica como CHP o el uso de biocombustibles producidos por residuos forestales y agrícolas del sector. También la inclusión de paneles que utilizan partículas de radiación que puedan

generar electricidad en la noche o días nublados y de esta manera la distribución horaria se vería afectada y se tendría un mejor abastecimiento durante todo el año. Además, sería importante analizar el posible caso de que la MR social pueda conectarse a la red eléctrica y como se despacharía la potencia diariamente.

## 7 REFERENCIAS

- [1] B. S. Hartono, Budiyanto, and R. Setiabudy, "Review of microgrid technology," in *2013 International Conference on Quality in Research, QiR 2013 - In Conjunction with ICCS 2013: The 2nd International Conference on Civic Space*, 2013, pp. 127–132, doi: 10.1109/QiR.2013.6632550.
- [2] A. Beltrán-telles, M. Morera-hernández, F. E. López-monteagudo, and R. Villela-varela, "Prospective of wind and solar photovoltaic energy for electricity production," vol. 11, no. 2, *Zacatecas*, 2017, pp. 105–117.
- [3] J. A. Guacaneme, D. Velasco, and C. L. Trujillo, "Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes," *Informacion Tecnologica*, vol. 25, no. 2. Centro de Informacion Tecnologica, pp. 175–188, 2014, doi: 10.4067/S0718-07642014000200020.
- [4] J. O. N. Pagoaga and M. A. Figueroa, "Liberalization of the honduran electricity market: A review of the current process," in *2017 IEEE 37th Central America and Panama Convention, CONCAPAN 2017*, Jan. 2018, vol. 2018-January, pp. 1–5, doi: 10.1109/CONCAPAN.2017.8278538.
- [5] J. Peralta Jaramillo, E. Delgado Plaza, A. Benitez, A. Neira, and G. Aveiga Ulloa, "Evaluación de los sistemas de energización rural de la Isla de Cerrito de los Morreños en el Golfo de Guayaquil -Ecuador," Sep. 2016, doi: 10.18687/laccei2016.1.1.276.
- [6] M. Ten Palomares and A. Boni Aristizabal, "Visiones de la electrificación rural en la Amazonía Ecuatoriana: disputando lógicas hegemónicas," *Let. Verdes. Rev. Latinoam. Estud. Socioambientales*, vol. 20, no. 20, p. 4, Oct. 2016, doi: 10.17141/letrasverdes.20.2016.2181.
- [7] Y. Hidaka and K. Kawahara, "Modeling of a hybrid system of photovoltaic and fuel cell for operational strategy in residential use," 2012, doi: 10.1109/UPEC.2012.6398416.
- [8] S. Roy, A. Borzì, and A. Habbal, "Pedestrian motion modelled by Fokker–Planck nash games," *R. Soc. Open Sci.*, vol. 4, no. 9, Sep. 2017, doi: 10.1098/rsos.170648.
- [9] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable," *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.riai.2015.03.001.
- [10] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, "Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4583–4592, 2011, doi: 10.1109/TIE.2011.2217111.

- 10.1109/TIE.2011.2119451.
- [11] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Águila, J. W. González, G. J. López, and I. Isaac, "Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode," *Heliyon*, vol. 5, no. 12, p. e02862, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [12] W. Su, J. Wang, and J. Roh, "Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1876–1883, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2280645.
- [13] S. C. Bhattacharyya and D. Palit, "Mini-grid based off-grid electrification to enhance electricity access in developing countries: What policies may be required?," *Energy Policy*, vol. 94, pp. 166–178, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.04.010.
- [14] D. Palit and G. K. Sarangi, "Renewable energy based mini-grids for enhancing electricity access: Experiences and lessons from India," in *2014 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*, 2014, pp. 1–8.
- [15] IRENA, *Innovation landscape brief: Renewable mini-grids*. Abu Dhabi, 2019.
- [16] E. M. Garcia, I. Amin, I. Millan, J. Gonzales, and G. Lopez, "Efficient scheme model for electric power tariffs with distributed generation, based on demand response," 2019.
- [17] E. M. Garcia and I. Isaac, "Optimal demand response for the recharging of electric vehicles in micro-networks type of service station by allocation of energy resources," *Proc. - 3rd Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2018*, vol. 2018-Decem, pp. 150–157, 2018, doi: 10.1109/INCISCOS.2018.00029.
- [18] K. Seyboth *et al.*, *Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. Colorado: PIK, 2011.
- [19] Z. Bernal and E. M. Garcia Torres, "Dimensionamiento de una micro-red tipo estación de recarga para vehículos eléctricos conectados al sistema eléctrico," Universidad Politecnica Salesiana.
- [20] J. Hofer, B. Svetozarevic, and A. Schlueter, "Hybrid AC / DC Building Microgrid for Solar PV and Battery Storage Integration," pp. 188–191, 2017.
- [21] B. Benalcazar and E. M. Garcia Torres, "Óptima Respuesta a La Demanda Para Estaciones De Carga De Vehículos Eléctricos Con Alta Incertidumbre Considerando El Perfil De Voltaje En La Red De Distribución," Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [22] E. M. GARCÍA TORRES, "Estimated cost of electricity with time horizon for micro grids based on the policy response of demand for real price of energy," *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 1, pp. 41–55, 2020, doi: 10.29019/enfoque.v11n1.579.
- [23] C. Cusguen and E. Mojica-nava, "Estrategias de control de calidad de energía en microrredes rurales Control strategies for power quality in rural microgrids," no. August, 2017, doi: 10.18273/revuin.v16n2-2017009.
- [24] G. Guerrón, E. M. Garcia Torres, and A. Montero, "Influencia de las

- ráfagas de viento en la calidad de la energía de los parques eólicos ( Influence of wind gusts in power quality on wind farms ),” *Enfoque UTE*, pp. 25–44, 2014.
- [25] R. Quintanilla and J. Yarza, “Nuevas exigencias y aplicaciones de comunicaciones para la protección de microrredes,” *Revista CIER*, Brasil, pp. 43–50, Oct. 2010.
- [26] C. Rat, C. Vasar, O. Gana, and O. Prostean, “Microgrid supply management,” *Procedia - Soc. Behav. Sci.*, vol. 238, pp. 46–52, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.sbspro.2018.03.006.
- [27] D. Carrión, G. T. E. Marcelo, J. W. González, I. Issac, G. J. López, and R. Hincapié, “Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución,” no. January, 2017.
- [28] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90. Elsevier Ltd, pp. 402–411, Jul. 01, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [29] W. M. Viñán Robalino and E. M. García Torres, “Review of Electricity Markets for Smart Nano-Grids,” *Ing. Y Compet.*, vol. 21, no. 2, pp. 1–9, 2019, doi: 10.25100/iyc.v21i2.7462.
- [30] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43. Elsevier Ltd, pp. 726–749, Mar. 01, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [31] X. Liu, P. Wang, and P. C. Loh, “A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278–286, Jun. 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2116162.
- [32] B. Kroposki, T. Basso, and R. DeBlasio, “Microgrid standards and technologies,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Jul. 2008, pp. 1–4, doi: 10.1109/PES.2008.4596703.
- [33] A. Redko, O. Redko, and R. DiPippo, “Hybrid systems with renewable energy sources,” in *Low-Temperature Energy Systems with Applications of Renewable Energy*, Elsevier, 2020, pp. 289–328.
- [34] G. C. Kryonidis, E. O. Kontis, A. I. Chrysochos, K. O. Oureilidis, C. S. Demoulias, and G. K. Papagiannis, “Power Flow of Islanded AC Microgrids: Revisited,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3903–3905, Jul. 2018, doi: 10.1109/TSG.2018.2799480.
- [35] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, “Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3380–3389, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2244104.
- [36] L. A. De Souza Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. De Lima, and J. G. De Matos, “Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of Lençóis island,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 1–11, Jan. 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2073723.
- [37] T. Rodrigues, J. G. Pinto, V.

- Monteiro, D. Pedrosa, and J. L. Afonso, "Renewable energy system for an isolated micro grid," in *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, Feb. 2014, pp. 2226–2232, doi: 10.1109/IECON.2014.7048811.
- [38] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, "A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids," *Heliyon*, vol. 6, no. 8. Elsevier Ltd, p. e04799, Aug. 01, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.
- [39] A. Tak and T. S. Ustun, "Design of a generic microgrid testbed with novel control and smart technologies," Apr. 2016, doi: 10.1109/IRSEC.2015.7454985.
- [40] S. Li and H. Zheng, "Energy extraction characteristic study of solar photovoltaic cells and modules," 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6038915.
- [41] J. Khan and M. H. Arsalan, "Solar power technologies for sustainable electricity generation - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55. Elsevier Ltd, pp. 414–425, Mar. 01, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.135.
- [42] W. Xiao, W. G. Dunford, and A. Capel, "A novel modeling method for photovoltaic cells," in *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, 2004, vol. 3, pp. 1950–1956, doi: 10.1109/PESC.2004.1355416.
- [43] D. J. Trujillo Sandoval and M. E. Torres García, "Respuesta de demanda de energía por introducción de vehículos eléctricos : estado del arte  
Response of demand for energy by electric vehicles introduction : state of the art," *Revisa I+D tecnológico*, vol. 16, no. 1, 2020.
- [44] E. M. Garcia, "Diagnóstico de la demanda de consumo de energía eléctrica en un smart home, enfocado en el sector residencial de Quito, durante el año 2015, Barrió la Kennedy. Caracterización y optimización del consumo de energía eléctrica," UNiversidad Técnica de Cotopaxi, 2016.
- [45] L. Yao, B. Yang, H. Cui, J. Zhuang, J. Ye, and J. Xue, "Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 519–528, Oct. 2016, doi: 10.1007/s40565-016-0248-x.
- [46] P. Moreno and E. M. Garcia Torres, "Gestión energética mediante procesos estocásticos para la respuesta a la demanda," Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [47] E. M. García Torres and Ì. Isaac, "Multi-objective optimization for the management of the response to the electrical demand in commercial users," *INCISCOS 2017 - Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 14–20, 2017, doi: 10.1109/INCISCOS.2017.25.
- [48] B. Bendjedia, N. Rizoug, M. Boukhniifer, and F. Bouchafaa, "Hybrid Fuel Cell/Battery Source Sizing and Energy Management for Automotive Applications," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 1, pp. 4745–4750, 2007.
- [49] V. Vergara and E. M. Garcia Torres, "Optima gestión de la demanda para estaciones de recarga de vehiculos eléctricos en Micro-Redes Inteligentes." 2017.

- [50] M. García, Torres, Edwin and I. Isaac, "Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users," 2016.
- [51] C. S. SOLANKI, *SOLAR PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY AND SYSTEMS: A Manual for Technicians, Trainers and Engineers*, 1st ed. PHI Learning Pvt. Ltd., 2013.
- [52] M. Murnane and A. Ghazel, "A Closer Look at State of Charge ( SOC ) and State of Health ( SOH ) Estimation Techniques for Batteries." 2017.
- [53] L. He, Z. Wei, H. Yan, K. Xv, M. Zhao, and S. Cheng, "A Day-ahead Scheduling Optimization Model of Multi-Microgrid Considering Interactive Power Control," *2019 4th Int. Conf. Intell. Green Build. Smart Grid*, pp. 666–669, 2019, doi: 10.1109/IGBSG.2019.8886341.
- [54] T. R. Ayodele, A. S. O. Ogunjuyigbe, K. O. Akpeji, and O. O. Akinola, "Prioritized rule based load management technique for residential building powered by PV/battery system," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 20, no. 3, pp. 859–873, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.jestch.2017.04.003.
- [55] P. Moreno and E. M. Garcia Torres, "Respuesta a la Demanda para Smart Home Utilizando Procesos Estocásticos," *I+D Tecnológico*, 2016.
- [56] F. Aguirre, J. Alemany, J. Lin, and F. Magnago, "Gestión de la demanda eléctrica para clientes residenciales," in *2014 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2014*, 2014, pp. 628–633, doi: 10.1109/ARGENCON.2014.6868562.
- [57] J. F. Meza Cartagena and E. M. García Torres, "Asignación de recursos para la recarga de vehículos eléctricos en estaciones de servicios basado en la respuesta a la demanda," *I+D Tecnológico*, vol. 14, no. 2, pp. 66–73, 2018, doi: 10.33412/idt.v14.2.2075.
- [58] G. R. Jáuregui Méndez and E. M. García Torres, "Programación de recursos para una óptima respuesta a la demanda por la penetración de energía renovable en micro-redes," Universidad Politecnica Salesiana, 2018.
- [59] E. Marcelo and G. Torres, "Gestión Energética en Micro-Redes basado en la Optima Respuesta de la Demanda por Precio Real de la Energía Energy Management in Micro Grids based on the Optima Demand Response by Real Price of Energy," 2019.
- [60] C. B. Yahya, S. El-Nakla, O. K. M. Ouda, F. Al-Taisar, S. Al-Saif, and W. Alkhawaher, "Smart grid technologies and electricity demand management in KSA," Oct. 2018, doi: 10.1109/REPSGIE.2018.8488824.

## 8 MATRIZ DE ESTADO DEL ARTE

Tabla 10. Matriz de estado del arte

ASIGNACIÓN DE RECURSOS EN UNA MICRO-RED SOCIAL CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADO EN EL CONTROL DE CARGA																									
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
				Micro-redes	Asignación de recursos	Generación Fotovoltaica	Almacenamiento de energía	Gestión a la demanda	Funcionamiento de micro-redes aisladas	Impacto de la irradiancia a la generación fotovoltaico	Tipos de carga presentes en el sector rural	Fuentes de generación en micro-redes aisladas	Tipos de abastecimiento energético	Demanda eléctrica en verano e invierno	Balance energético de la micro-red	Limitación de carga y descarga de baterías	Despacho económico	Restricción de carga	Balance de carga por LP	Despacho de las fuentes de generación horaria	Minimización de los costos de generación	Abastecimiento de las principales cargas con corte y desconexión	Análisis horario de los estados de las baterías		
1	2013	Review of microgrid technology.	131	❖		❖				❖					❖										
2	2017	Prospective of wind and solar photovoltaic energy for electricity production.	70		❖	❖					❖														❖
3	2014	Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes.	20	❖					❖				❖												
4	2017	Liberalization of the honduran electricity market: A review of the current process.	44	❖				❖			❖														
5	2016	Evaluación de los sistemas de energización rural de la Isla de Cerrito de los Morreños en el Golfo de Guayaquil -Ecuador.	6				❖				❖		❖												
6	2016	Visiones de la electrificación rural en la Amazonía Ecuatoriana: disputando lógicas hegemónicas.	10				❖				❖														
7	2012	Modeling of a hybrid system of photovoltaic and fuel cell for operational strategy in residential use.	9							❖		❖				❖				❖					
8	2017	Pedestrian motion modelled by Fokker-Planck nash games.	58																		❖		❖		
9	2015	Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable	40	❖						❖			❖												

10	2011	Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications	624	◆				◆					◆							
11	2019	Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode.	3	◆									◆							
12	2013	Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources.	327	◆	◆														◆	
13	2016	Mini-grid based off-grid electrification to enhance electricity access in developing countries: What policies may be required?.	69	◆	◆														◆	◆
14	2014	Renewable energy based mini-grids for enhancing electricity access: Experiences and lessons from India.	28	◆										◆	◆					
15	2019	Innovation landscape brief: Renewable mini-grids.	37	◆				◆												
16	2019	Efficient scheme model for electric power tariffs with distributed generation , based on demand response	19	◆		◆	◆							◆	◆					
17	2018	Optimal demand response for the recharging of electric vehicles in micro-networks type of service station by allocation of energy resources	89												◆				◆	◆
18	2011	Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático.	43					◆						◆	◆					
19	2020	Dimensionamiento de una micro-red tipo estación de recarga para vehículos eléctricos conectados al sistema eléctrico	1	◆				◆						◆						
20	2017	Hybrid AC / DC Building Microgrid for Solar PV and Battery Storage Integration.	5			◆				◆					◆				◆	
21	2018	Óptima respuesta a la demanda para estaciones de carga de vehículos eléctricos con alta incertidumbre considerando el perfil de voltaje en la red de distribución.	4							◆					◆					
22	2020	Estimated cost of electricity with time horizon for micro grids based on the policy response of demand for real price of energy	25																◆	◆
23	2017	Estrategias de control de calidad de energía en microrredes rurales Control strategies for power quality in rural microgrids.	24							◆										
24	2014	Influencia de las ráfagas de viento en la calidad de la energía de los parques eólicos (Influence of wind gusts in power quality on wind farms)	48							◆										
25	2010	Nuevas exigencias y aplicaciones de comunicaciones para la protección de microrredes.	4	◆																
26	2018	Microgrid supply management.	18	◆				◆						◆						
27	2017	Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución	3																◆	◆
28	2018	Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues.	209	◆	◆	◆		◆											◆	
29	2019	Review of Electricity Markets for Smart Nano-Grids.	10	◆	◆		◆													
30	2015	AC and DC technology in microgrids: A review.	200	◆						◆					◆					
31	2011	A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control.	539	◆				◆												◆





## Resumen de Indicadores

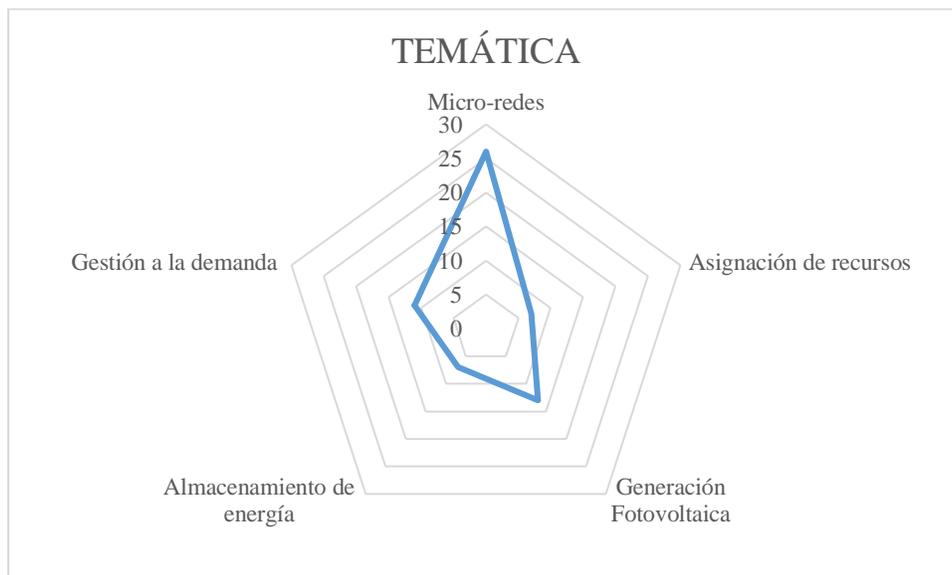


Figura 16. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

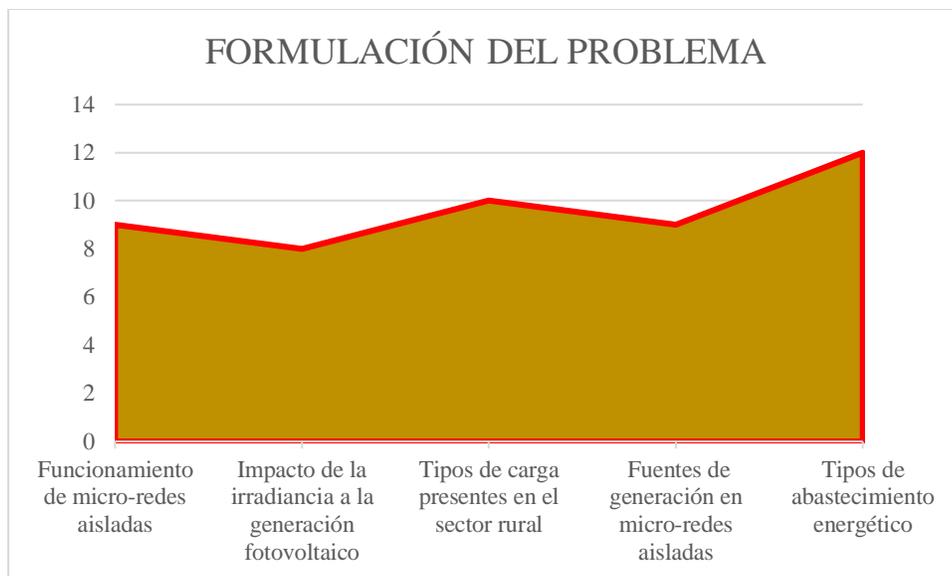


Figura 17. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

## SOLUCIÓN DADA MEDIANTE

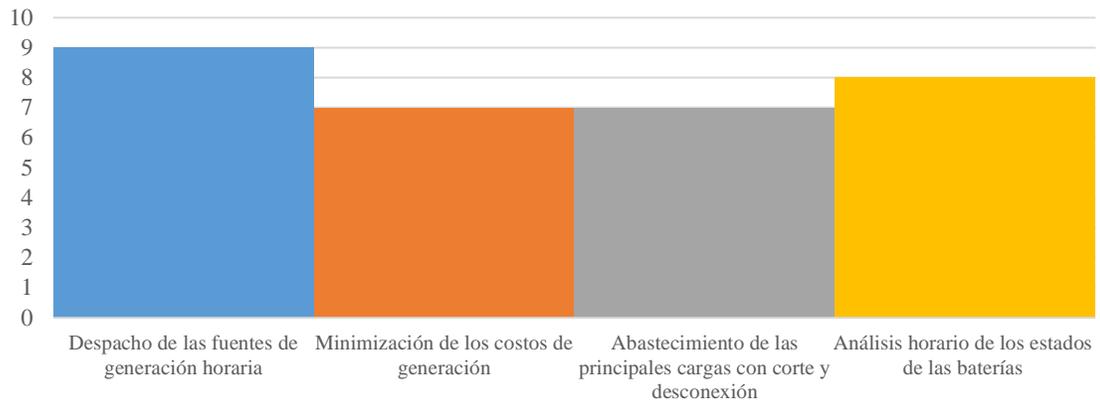


Figura 18. Indicador de solución - Estado del arte

