

## **Mejoramiento de Cobertura Eléctrica en la Región Amazónica Ecuatoriana con Microrredes integradas por Sistemas Fotovoltaicos y Dispositivos de Almacenamiento de Energía a través de Baterías**

Luis Angel Paredes Tapia, Marcelo Pozo Palma, Benjamín Rodolfo Serrano, Marcelo Gustavo Molina

### **Abstract**

This work aims to establish, using electrical microgrids systems with photovoltaic solar sources and batteries storage devices, and energy system to supply electrical energy for remote communities far from the conventional electrical distribution electrical service in the Province of Morona Santiago in The Ecuadorian Amazon Region. The study is very important because this province has the lowest rate of electrical coverage in Ecuador. The methodology has been performed to make good use of out by taking advantage of Ecuador's geographical position on planet Earth, to use the solar resource through radiation to generate electricity. The profile and behavior of the electricity demand in daily, monthly and annual horizons have been considered by similar systems in other provinces of Ecuador. Subsequently, we proceed to evaluate the operational behavior, energy production, and energy management over typical days, to establish thus the control strategy for charging and discharging of the battery storage system, and the energy management as well. This with the goal that batteries supply electrical energy in hours where there is no usable solar radiation and in the nights. The evaluations carried out for an average winter and a summer month, due to these two climatic seasons there are in Ecuador. The study is carried out using a CIGRÉ electric microgrid test system. The results show the feasibility and benefits that allowance the use of environmentally friendly renewable energy systems in the Ecuadorian Amazon Region, with the implementation of

this type of technology is protected and isolated communities. Also, this improves conditions of access to electricity and electrical-coverage rates.

**Index terms**—Electrical Coverage, Solar Photovoltaic Systems, Energy Storage Systems, Batteries, Electrical Microgrids.

### **Resumen**

El objetivo de este trabajo se enfoca en establecer a través de sistemas de microrredes eléctricas con fuentes solares fotovoltaicas y dispositivos de almacenamiento de energía a través de baterías, sistemas de suministro de energía para las comunidades alejadas del servicio eléctrico de distribución convencional en la Provincia de Morona Santiago en la Región Amazónica Ecuatoriana. El estudio es de gran importancia debido a que esta provincia cuenta con el menor índice de cobertura eléctrica en el Ecuador. La metodología ha sido realizada en razón de aprovechar la posición geográfica del Ecuador en el planeta Tierra, con la finalidad de utilizar el recurso solar a través de la radiación para generar electricidad. El perfil y comportamiento de la demanda eléctrica ha sido considerado en concordancia de sistemas aislados existentes en otras provincias del Ecuador. Posteriormente, se procede a evaluar el comportamiento operativo, producción energética y gestión de energía a lo largo de días típicos, para establecer así la estrategia de control tanto para la carga como para la descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía tipo baterías, así

como en la gestión del suministro de energía a las cargas, esto con el objetivo que las baterías provean electricidad en horas donde no haya radiación solar aprovechable y en las noches. Se presentarán las evaluaciones para un mes promedio de invierno y uno de verano, considerando la existencia de estas dos únicas estaciones climáticas en el Ecuador. El estudio se realiza en un sistema de prueba de microrred de la CIGRÉ. Los resultados muestran las factibilidades y beneficios que otorga la utilización de sistemas de energías renovables amigables con el medio ambiente para la implementación de este tipo de tecnologías en comunidades aisladas y protegidas. Además, con esto se mejoran las condiciones de acceso a la energía eléctrica y los índices de cobertura eléctrica.

**Palabras clave**—Cobertura Eléctrica, Sistemas Solares Fotovoltaicos, Sistema de Almacenamiento de Energía, Baterías, Microrredes Eléctricas.

## 1. INTRODUCCIÓN

El Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE) en los últimos años ha tenido un sostenido crecimiento en su Índice de Cobertura Eléctrica (ICE). Esto obedece a las inversiones y expansiones realizadas en toda la cadena de valor del sector eléctrico. Para el año 2018 el ICE medio de todo el país alcanzó el 97,05%. No obstante, se puede divisar que existen sectores y áreas del país como la provincia de Morona Santiago cuyo ICE alcanza el 86,16%, siendo esta provincia de la Amazonía Ecuatoriana, la de más bajo índice entre todas las provincias del país [1]. Las causas para que este índice no haya alcanzado la media a nivel país, obedece a las largas distancias desde los centros poblacionales hacia las redes de distribución existentes, además de estar supeditada a los ambientes de fauna y flora propias de la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE).

Por otro lado, las condiciones geográficas del Ecuador en el planeta Tierra, permiten que la radiación solar incida de manera aproximadamente perpendicular en su territorio y que también se tenga irradiancia solar todo el año, con lo cual, se puede aprovechar la instalación y puesta en operación de sistemas de generación solar fotovoltaica a través de Microrredes Eléctricas (MREs). En la actualidad, debido al posicionamiento y madurez en términos de desarrollo de tecnologías de sistemas de Generación Distribuida (GD) y MREs, se presentan como un mecanismo tecnológico para proveer de suministro eléctrico a comunidades alejadas o remotas que no han sido abastecidas con el sistema de distribución eléctrico convencional.

Evaluar las características de posicionamiento geográfico, radiación incidente y temperatura ambiente de la provincia de Morona Santiago ha permitido establecer las condiciones y características óptimas para el aprovechamiento del recurso solar y su transformación en energía eléctrica, esto con el objetivo de abastecer energéticamente a las comunidades remotas que habitan dicha provincia. Además, es

preciso señalar que el índice de consumo per cápita diario para un habitante para esta provincia es de 1 038 Wh/día. Lo cual ha motivado para considerar la presente investigación, en relación a los sistemas aislados para mejorar en primera instancia los ICE en concomitancia con proveer las facilidades desde el punto de vista de factibilidad técnica para suministrar energía eléctrica a través de sistemas de MREs a las comunidades remotas de la RAE, particularmente en la provincia de Morona Santiago.

Mediante un sistema de gestión y control de la energía producida por los sistemas de generación fotovoltaica se almacena esta energía a través de Dispositivos de Almacenamiento de Energía (DAE) tipo baterías con flujo de energía bidireccional, cuyo objetivo principal es suministrar energía eléctrica a las comunidades remotas en horas donde la radiación solar no es aprovechable o en la noche.

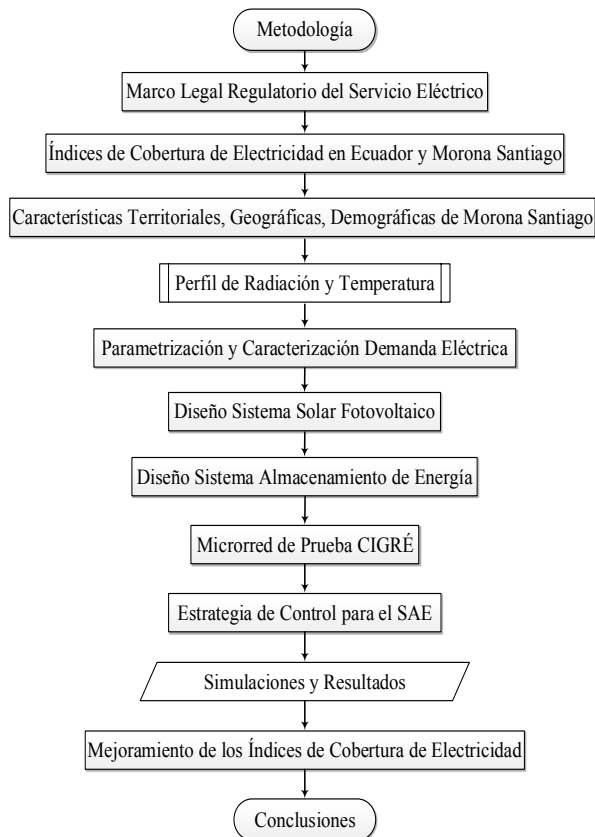
Los resultados muestran las factibilidades desde un enfoque técnico para la implantación de sistemas de MREs, GD solar fotovoltaica y DAE de tipo baterías. Todo esto como un recurso tecnológico que permita el acceso a la electricidad en comunidades remotas de la provincia de Morona Santiago y, adicionalmente, la mejora en los ICE de esta provincia y del SEE en general.

Este documento está organizado de la siguiente manera: en las secciones dos, tres y cuatro se presentan la metodología desarrollada y el marco legal regulatorio asociado a la situación problemática que se aborda. Además, se expone los ICE de todo el SEE, las características territoriales, geográficas y demográficas de la provincia de Morona Santiago. Posteriormente, en las secciones cuatro y cinco se desarrollan las hipótesis y las consideraciones tomadas en cuenta para el diseño del Sistema de Paneles Solares Fotovoltaicos (SPSFs) y el DAE a través de baterías en el sistema de MRE, a más de la estrategia de control y de gestión de energía desarrollada. Subsiguientemente, se presentan

las simulaciones y los resultados obtenidos. Finalmente se exponen las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros que se derivan de la investigación realizada.

## 2. METODOLOGÍA DESARROLLADA

La metodología empleada ha sido realizada en concordancia al diagrama de flujo mostrado en la Fig. 1.



**Figura 1. Diagrama de Flujo de la Metodología Empleada.**

## 3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Constitución de la República del Ecuador en su artículo 14, reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, el *sumak kawsay* (vocablo quechua que significa: El Buen Vivir) y declara de interés público la preservación del ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, la prevención de daño ambiental y la recuperación de los espacios naturales degradados. Ibídem en el artículo 15,

señala que corresponde al Estado promover, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientales limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto, así como que la soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua. En concordancia a los artículos 313 y 314, se establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución prevención y eficiencia y que se considera un sector energético la energía en todas sus formas, además el Estado será el responsable de la provisión, entre otros del servicio público de energía eléctrica [2].

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), expedida el 16 de enero de 2015, en el artículo 2, numeral 9, establece las disposiciones para desarrollar la energización rural en el Ecuador, en concordancia con el artículo 53, manifestando la potestad que a través del Plan Maestro de Electricidad (PME) se garantizará que se incremente la cobertura eléctrica en zonas rurales aisladas de manera progresiva. Teniendo en consideración el artículo 63, se establece que el Estado ecuatoriano proveerá y financiará, de manera prioritaria, los proyectos de desarrollo de electrificación rural, especialmente en zonas aisladas de los sistemas de distribución y que la Agencia de Regulación de Control de Electricidad (ARCONEL) se encargará de emitir las regulaciones para la identificación de los proyectos de electrificación rural, y para la supervisión y control de la ejecución del PME [3].

## 4. SITUACIÓN PROBLÉMICA

El Ecuador está situado geográficamente en la zona tórrida del globo terráqueo en América del Sur. Cuenta con una población aproximada de 17 millones de habitantes [4],[5] y está dividido políticamente en 24 provincias que conforman en su conjunto cuatro regiones naturales: Insular o Galápagos, Litoral o Costa, Interandina o Sierra, Amazónica u Oriental.

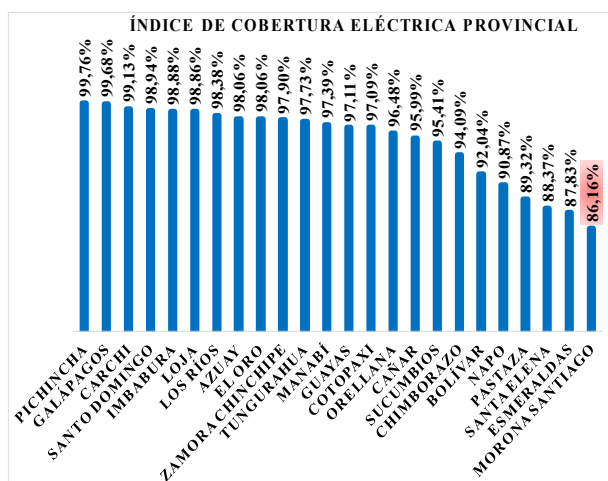
Como se muestra en la Fig. 2.

En lo referente a la provincia de Morona Santiago, ésta se encuentra ubicada en la RAE, coordenadas geográficas son: Latitud  $-2,34^{\circ}$  y Longitud  $-77,45^{\circ}$ , zona horaria UTC  $-05:00$  [6]. En términos demográficos esta provincia tiene una población de 188 028 habitantes, que corresponde al 0,87% de la población nacional. Adicionalmente, Morona Santiago es una de las provincias de mayor extensión territorial, por lo que, los asentamientos poblacionales se encuentran dispersos y distantes entre sí y su población mayoritariamente se encuentra asentada en el sector rural. Razón por la cual, se ha dificultado el acceso a la energía eléctrica a través del sistema de distribución convencional.



**Figura 2. Ubicación Geográfica Morona Santiago en el Ecuador.**

A continuación, acorde a lo expresado en [1] en la Fig. 3, se presenta el panorama actual en referencia a los ICE por cada provincia del Ecuador para el año 2018.

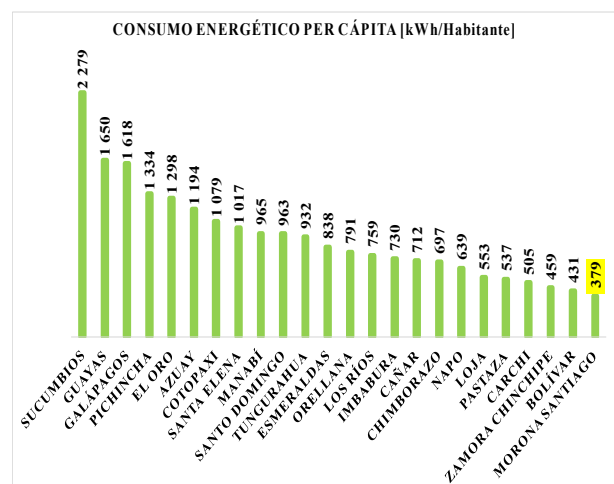


**Figura 3. Índice Cobertura Eléctrica por Provincia del Ecuador.**

En relación a la Fig. 3, la provincia de Morona Santiago tiene el ICE más bajo de todo el Ecuador, alcanzando este a 86,16%. Motivado en esta problemática, es que a continuación se realiza un análisis metodológico que permita mejorar los ICE, tomando en consideración un sistema eléctrico de suministro basado en una MRE con presencia de SPSFs, DAE tipo baterías y generación de tipo convencional.

#### 4.1. Consumo Energético de Electricidad Per Cápita Anual

El cálculo del indicador de consumo anual per cápita, tiene en consideración la relación matemática entre la energía eléctrica consumida por los clientes de las número de clientes de las Empresas Eléctricas de Distribución y el número de habitantes del Ecuador que es establecido por el Instituto Nacional de Estadística y Censos del Ecuador [4], para el año 2018, este índice por provincia se muestra en la Fig. 4.



**Figura 4. Consumo Energético de Electricidad Per Cápita por Provincia del Ecuador.**

Por lo expuesto, se muestra que la provincia de Morona Santiago en términos de este índice es la que mejor consumo anual por habitante tiene en el Ecuador, guardando concordancia con su bajo ICE.

#### 4.2. Parametrización de Curvas de

## Demanda

En concordancia a lo establecido por [1], el consumo de energía eléctrica para clientes de tipo residenciales tiene un comportamiento variable cada provincia del Ecuador. El consumo per cápita diario para consumidores residenciales que son abastecidos desde el sistema eléctrico de distribución convencional para la Morona Santiago es de 1 038,55 Wh/día. La razón de considerar estos consumos sirve para establecer las marcadas diferencias en términos de consumo con usuarios del servicio de energía eléctrica de sistemas aislados, particularmente se presenta perfiles de consumo de sistemas aislados que son parte del área de concesión de la Empresa Eléctrica Centrosur (EEC) [7]. En la Tabla 1, se presenta el cuadro de carga para un usuario tipo de un sistema fotovoltaico aislado en la comunidad Shuar ubicada en la provincia de Morona Santiago [8]. Todos los datos expresados en la Tabla 1 corresponden a un escenario diario.

**Tabla 1: Cuadro de Carga Usuario Sistema Aislado**

| Artefact     | t | P          | E          |
|--------------|---|------------|------------|
| 3            | 5 | 36         | 180        |
| 1 TV         | 2 | 70         | 140        |
| 1 Radio      | 4 | 20         | 80         |
| 1            | 1 | 10         | 10         |
| <b>Total</b> |   | <b>136</b> | <b>410</b> |

El factor de simultaneidad se ha considerado de 0,771 [7], por lo que, la energía total demandada diaria por usuario sería de 316,11Wh, marcándose una considerable diferencia con los usuarios del servicio convencional y que se expuso en el párrafo anterior.

Para abordar la parametrización de curvas de demanda, en primera instancia se presenta el comportamiento que tendría en términos de la demanda eléctrica para un usuario. Se ha tomado en consideración el consumo neto mensual de hasta 19 kWh para usuarios de sistemas aislados que en la actualidad la EEC establece como límite de consumo energético para este tipo de abonados [7]. Es decir que, estableciendo una relación lineal, la energía

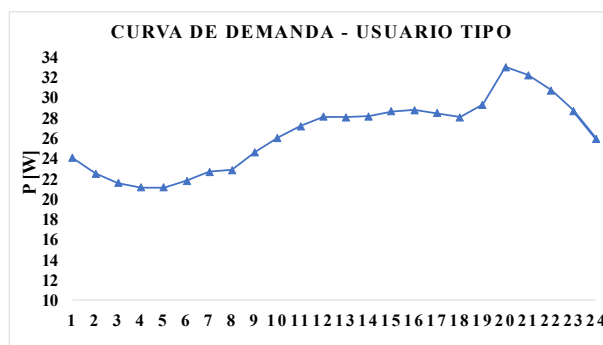
consumida diaria individual por usuario tipo debe ser no mayor a 633,33 Wh. Por lo que, la estimación de carga eléctrica mostrado en la Tabla 1, estaría plenamente abastecido para cada usuario tipo del sistema MRE inclusive con la consideración de un factor de simultaneidad igual a 1.

Debido a la indisponibilidad de información relacionada al comportamiento de demanda eléctrica horaria de sistemas aislados en el Ecuador, se ha tomado en consideración la curva de demanda para el día de máxima demanda en bornes de generación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para el año 2018. Con lo que se procedió a realizar una parametrización de dicha curva en intervalos horarios asociados a factores de participación para una base de 1 p.u. [1],[9]. En la Tabla 2 se muestra la parametrización efectuada.

**Tabla 2: Parametrización de la Curva de Demanda del SNI**

| H | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| P | 4% | 4% | 3% | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 4% | 4% | 4% | 4% | 4% | 4% | 5% | 5% | 4% | 4% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 4% |

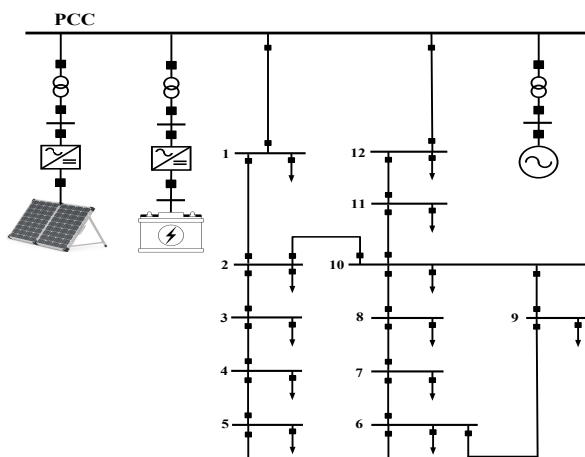
En la Fig. 5, se muestra la curva de demanda individual por usuario de tipo aislado, para establecer esta curva se ha considerado la parametrización expuesta en la Tabla 2 y el consumo energético diario.



**Figura 5. Estimación Curva de Demanda Horaria para un Usuario Tipo de Sistema Aislado.**

Esta parametrización ha servido de insumo metodológico para establecer una característica de comportamiento de demanda eléctrica en los sistemas aislados. En relación al ICE de Morona Santiago y teniendo en consideración la población de dicha provincia, se puede determinar que 26 023 habitantes aún no cuentan en la actualidad con el servicio de energía eléctrica [1], [4]. En razón de lo

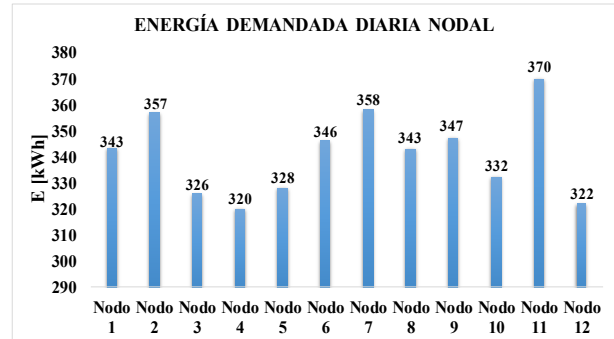
manifestado, esta cantidad de habitantes podrá tener acceso a energía eléctrica a través de tecnologías de MREs y GD. En concordancia a lo expuesto en [10], a nivel país la media estadística en relación a los abonados del servicio público de energía eléctrica se establece una relación de proporcionalidad que por cada 4 habitantes se considera 1 abonado al SEE. Por lo tanto, se establece la cantidad de 6 506 abonados potenciales para el acceso a los sistemas de electrificación basados en MREs. Estos abonados se agruparán conectados distribuidos uniformemente entre los distintos 12 nodos de carga del sistema de MRE. En la literatura se han presentado algunos sistemas de prueba de MREs, en concordancia al análisis de los sistemas de operación aislada, se ha elegido el sistema de prueba de microrred de la CIGRÉ (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, por sus siglas en francés), al cual se han realizado modificaciones de tipo topológico para el análisis de la problemática expuesta [11]. El nivel de tensión de operación es de 1 kV y los parámetros de red son los presentados en [12]. En la Fig. 6, se muestra el diagrama unifilar del sistema de MRE empleado. Por lo tanto, a cada nodo de carga le corresponderá la demanda de 542 abonados. Lo que implica que en términos energéticos para el Nodo 1 demandaría diariamente 343 kWh.



**Figura 6. Sistema Microrred de Prueba CIGRÉ** [11], [12].

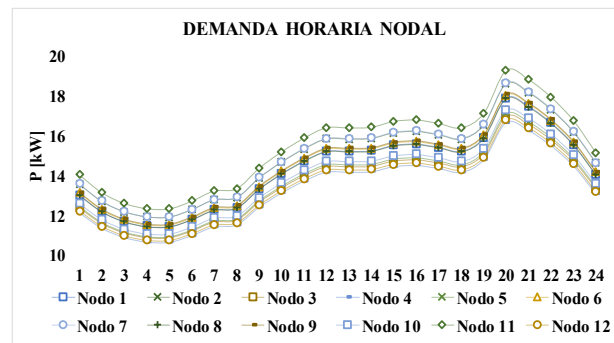
En concordancia con el análisis precedente y tomando en consideración de que las cargas eléctricas que conformaran parte del sistema de MRE no sean las mismas en relación a su

demanda energética en todos los nodos, se estableció un margen de variabilidad de  $\pm 10\%$  con respecto a la demanda del Nodo 1. Es así que, las demandas energéticas para los 11 nodos restantes de la MRE quedan como se muestra en la Fig. 7.



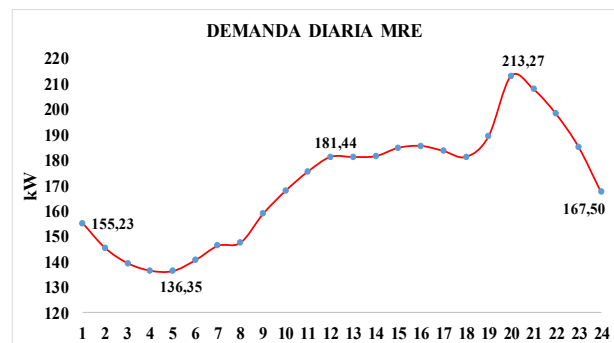
**Figura 7. Demandas Energéticas Nodales Diarias de la MRE.**

En la Fig. 8 se muestran las diferentes curvas de demanda diaria nodales. Estas curvas se han considerado como insumo metodológico para determinar las condiciones de diseño para el parque generador fotovoltaico y los DAE que proveerán de energía al sistema de MRE.



**Figura 8. Demandas Nodales**

Por lo que, la curva de demanda total del sistema de MRE tiene un comportamiento acorde a lo mostrado en la Fig. 9.



**Figura 9. Curva de Demanda Total de la MRE.**

En función del comportamiento de consumo energético nodal, en la Fig. 10 se presenta el escenario de consumo anual.

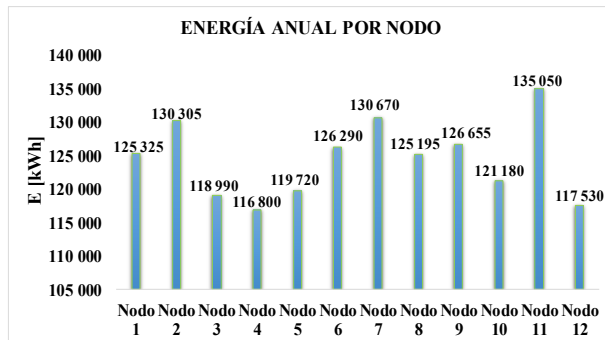


Figura 10. Energía Anual por Nodo de la MRE.

## 5. MICRORRED ELÉCTRICA Y DISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO

El DOE (*Department Of Energy*, departamento de energía de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés) define a la MRE así: “Una microrred es un conjunto de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida que trabajan dentro de límites eléctricos definidos, que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red y que se conecta o desconecta de dicha red para permitirle operar en modo conectado a la red o en modo de isla (autónomo)” [13]. Por otro lado, la CIGRÉ define a la MRE así: “son sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y recursos de energía distribuidos en forma de GD, DAE y cargas controlables, que pueden operarse de forma controlada y coordinada, ya sea mientras están conectados a la red principal de energía o en modo de isla” [14].

En el contexto de las definiciones anteriormente expuestas, los sistemas de GD basados en SPSFs tienen por principio de funcionamiento la conversión de energía proveniente del Sol en energía eléctrica. La energía solar es una fuente gratuita y prácticamente inagotable (alrededor de  $700 \times 10^6$  TWh pueden diariamente aprovecharse para su conversión en energía eléctrica). Las principales ventajas que un SPSF son: i) energía natural sustentable; ii) mínimo impacto ambiental; iii) vida útil

prolongada superior a los 30 años de los componentes con mínimo manteniendo; iv) funcionamiento silencioso. Debido a estas ventajas y beneficios, los SPSFs son reconocidos como una tecnología con el potencial suficiente para suplir un importante componente de las necesidades energéticas del presente y del futuro cercano de una manera sostenible, sustentable y renovable [15].

Aunque el Sol puede proporcionar grandes cantidades de energía utilizable, todavía en la actualidad existen algunos inconvenientes que deben ser considerados en la investigación científica con respecto a su disponibilidad del recurso. La energía proveniente del Sol únicamente es aprovechable durante determinadas horas del día, dependiendo del lugar geográfico que se encuentre en el planeta Tierra. Esto hace que la energía solar fotovoltaica esté sujeta a factores aleatorios y de incertidumbre que tienen relación con las condiciones climáticas y medioambientales lo que determina un rendimiento con cierta variabilidad en el proceso de conversión y generación de energía eléctrica. Para superar estos inconvenientes, este tipo de energía depende de otras de las tecnologías como por ejemplo SAE que permiten para maximizar su utilidad y a su vez una operación complementaria y de manera coordinada en las MREs.

Los SPSFs se conectan en arreglos de conexiones serie-paralelo, los mismos que generan energía eléctrica en DC, para lo cual consecutivamente debe convertirse en AC a través de una etapa inversora que por lo general es en base a modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés), con lo que se puede sincronizar operativamente y acoplar eléctricamente a un sistema de AC, como se mostró en la Fig. 6, [16].

### 5.1. Perfil de radiación y temperatura de la Provincia de Morona Santiago en la RAE

De los datos los datos obtenidos y extraídos de la estación meteorológica (M1040) del INAMH, cuya ubicación es en la provincia de

Morona Santiago, cantón Macas y cuyas coordenadas geográficas son: Latitud  $-2,210278^{\circ}$  y Longitud  $-78,161389^{\circ}$  [17]. En la Fig. 11 se presentan los registros históricos de radiación global para el año 2018. En base a esta data se ha procedido a realizar el diseño del sistema solar fotovoltaico de la MRE, en razón de las estaciones climáticas de invierno y verano.

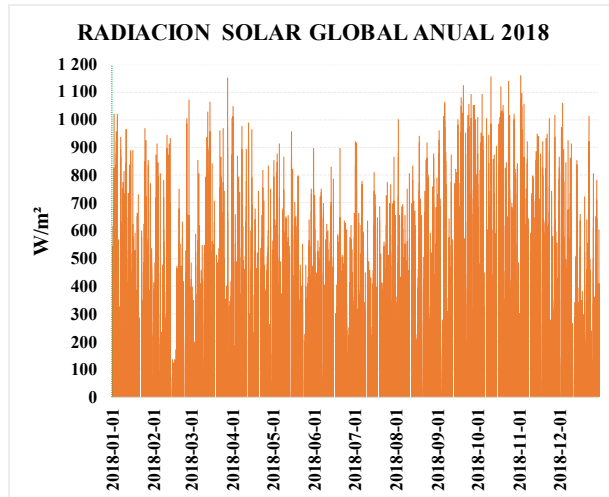


Figura 11. Radiación Solar Global Anual -2018 Morona Santiago

Debido a la posición geográfica particular en la mitad del globo terráqueo, el Ecuador únicamente tiene dos estaciones climáticas: invierno y verano. En lo que corresponde a Morona Santiago sus estaciones tienen el siguiente comportamiento: el invierno también conocido como época lluviosa que corresponde al periodo comprendido entre los meses de abril y septiembre. Y el verano también denominado época seca que corresponde al periodo entre los meses de octubre y marzo. En concordancia a lo expuesto, se presentan los días de mínima radiación solar incidente para las estaciones de verano e invierno, en razón de establecer el escenario menos favorable para el diseño del SPSFs.

Del análisis y revisión realizado a la base de datos de los registros de radiación y temperatura [17], se determina un día típico para cada una de las estaciones. Estableciéndose el 20 de septiembre para el invierno y el 28 de marzo para el verano. Como se muestra en las Figs. 12-15.

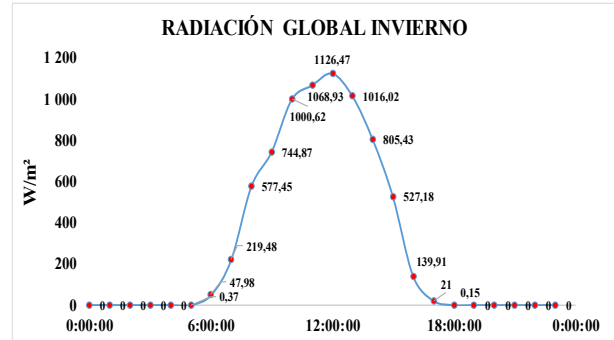


Figura 12. Radiación Solar Global Día Típico de Invierno

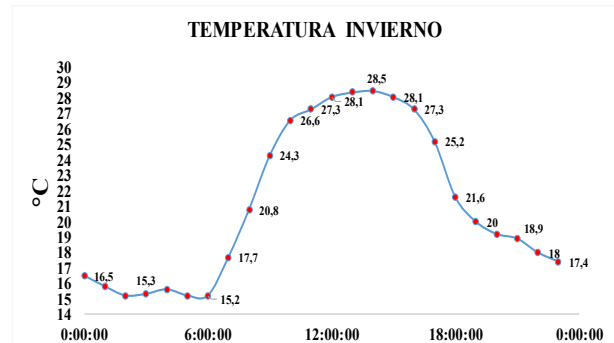


Figura 13. Temperatura Día Típico de Invierno

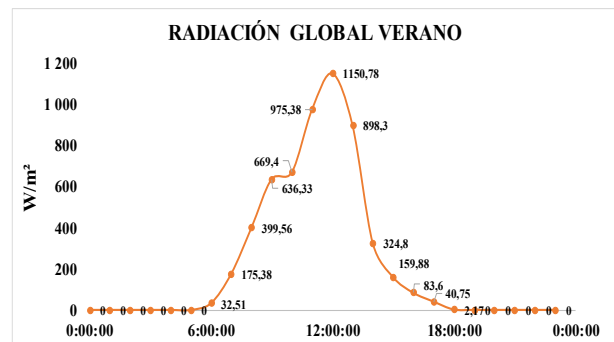


Figura 14. Radiación Solar Global Día Típico de Verano

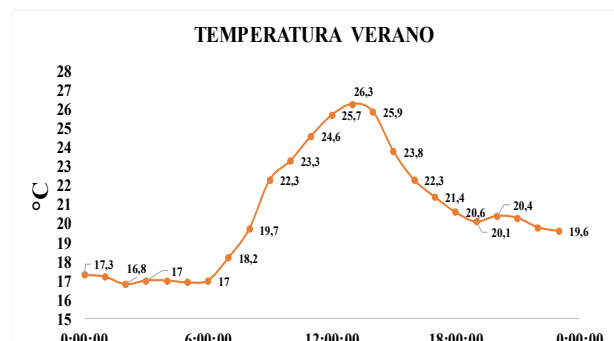


Figura 15. Temperatura Día Típico de Verano

En relación a los resultados obtenidos en la investigación [18], se determina que para las condiciones de latitud y longitud del Ecuador continental, el ángulo de inclinación de los SPSFs debe ser no mayor a  $2^{\circ}$  con respecto a la normal vertical. En la presente investigación se

determinó establecer el análisis con 2° de inclinación para el SPSFs eviten acumular agua, vegetación o suciedad, lo que provocaría una disminución en la eficiencia de la potencia generada.

En lo que corresponde al tratamiento y cálculos de las variables de radiación y temperatura se ha utilizado el modelo de Adnot-Bouges et al. [19], [20] cuya expresión matemática se muestra en (1).

En relación a las temperaturas estas se han considerado en 23,87°C y 22,22°C para invierno y verano, respectivamente [17]. Estas consideraciones fueron establecidas en razón a la media de temperatura en las horas donde la radiación solar es aprovechable, en concordancia a lo mostrado en las Figs. 13 y 15.

$$E_{g,hor} = 951,39 \cdot (\text{sen} \gamma_s)^{1,15} \quad (1)$$

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} \cdot P_{pk,panel} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{inv}}{F_{arr}} \quad (2)$$

**Tabla 5: Parámetros del Panel Solar Fotovoltaico**  
[21]

|                             |         |
|-----------------------------|---------|
| Material PSF                | Si noli |
| Potencia Máxima (PMP)       | 340 W   |
| Tensión PMP                 | 46.8 V  |
| Corriente PMP               | 9.35 A  |
| Tensión de Circuito Abierto | 38.6 V  |
| Corriente de Circuito       | 8.8 A   |
| Coeficiente Temperatura (P) | -0.32   |
| Temperatura Nominal de      | 45°C    |

Los parámetros para el cálculo de (2), fueron en relación a los datos mostrados en esta sección, en la Tabla 5, el procesamiento de todas las variables involucradas en [20] y cuyos resultados se presentan en la Tabla 6. La potencia por panel será de 289,39 W, por lo tanto, el número de paneles que conforman el parque generador fotovoltaico será de 1568 paneles, para el invierno. Y para verano 291,09 W, con igual cantidad de paneles.

**Tabla 6: Parámetros Calculados en Función de las Condiciones Climáticas**

| Variable | Invierno | Verano | Unidad           |
|----------|----------|--------|------------------|
| Eg,pv    | 932,71   | 932,71 | W/m <sup>2</sup> |

|         |         |         |                  |
|---------|---------|---------|------------------|
| Eg,hor  | 951,39  | 951,39  | W/m <sup>2</sup> |
| E STD   | 1000    | 1000    | W/m <sup>2</sup> |
| n inv   | 100     | 100     | %                |
| Bc      | -0,32   | -0,32   | %/°C             |
| Tc      | 53,02   | 53,02   | °C               |
| Tr      | 25      | 25      | °C               |
| Ta      | 23,87   | 22,22   | °C               |
| Delta T | 0,03125 | 0,03125 | °C               |
| M       | 0,256   | 0,256   |                  |
| Rpv     | 0,054   | 0,054   | Ω                |
| UT      | -2,723  | -2,723  | V                |
| UTO     | -1,284  | -1,325  | V                |
| Eg,eff  | 951,39  | 951,39  | W/m <sup>2</sup> |
| Ipmax0  | 9,828   | 9,828   | A                |
| Upmax0  | 51,319  | 51,021  | V                |
| k1      | -0,025  | -0,026  |                  |
| k2      | 0,010   | 0,010   |                  |
| n rel   | 91,26   | 91,79   | %                |
| sen(γs) | 1       | 1       |                  |
| Ppanel  | 289,39  | 291,09  | W                |

En concordancia los escenarios de demanda máxima no coincidente de las cargas que forman parte de la MRE. El SAE tipo baterías debe ser de una potencia de 260 kW y con una capacidad de almacenamiento/suministro de energía en un intervalo de tiempo de hasta 6 horas diariamente. Por lo que, en términos de energía el SAE será de 1,56 MWh. Por lo tanto, se ha considerado un parque generador del SPSFVs de una potencia efectiva de 460 kW, para su pleno funcionamiento y gestión energética en las dos estaciones climáticas del Ecuador.

## 6. CONTROLADOR DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TRAVÉS DE BATERÍAS

Las MREs se han desarrollado para aprovechar todos los beneficios de la

integración de los recursos energéticos distribuidos (DERs), especialmente la generación renovable distribuida basada en fuentes variables e intermitentes, como la solar fotovoltaica. Sin embargo, cumplir con todos estos objetivos requiere la implementación de tecnologías innovadoras de SAE integradas con sistemas de acondicionamiento de electrónica de potencia de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interactuar los sistemas eléctricos y particularmente en MREs. En este complejo entorno, las tecnologías de SAE surgen como una solución tecnológica necesaria y muy valiosa con capacidades excepcionales para lograr plenamente los beneficios de las REIs. Los SAE coinciden con los requisitos de las aplicaciones de MREs para el suministro de energía. Los principales beneficios de los DAE actuales incluyen alta potencia y densidad de energía con una extraordinaria eficiencia de conversión y respuesta dinámica y estática en términos de potencia y tensión [22].

Sin embargo, para aprovechar al máximo los beneficios de los ESSs en el entorno de las MREs, se requiere el apoyo de un sistema de acondicionamiento de electrónica de potencia con características de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interactuar con la red eléctrica. Los ESS desempeñan un papel fundamental en la regulación y estabilidad de tensión y frecuencia, además de entregar potencia activa y reactiva de forma simultánea o independiente y de manera muy rápida en el sistema aportando con ello a mejorar las condiciones de seguridad, confiabilidad, resiliencia y calidad de energía de las MREs [22], [23].

Una MRE es un sistema de energía integrado con capacidades de controlar y gestionar la producción y el consumo de energía [24]. Los SAE son una alternativa potencial para equilibrar desajustes instantáneos entre la generación y la carga en las MREs [22].

Para la elección del tipo de SAE para la MRE se deben considerar algunos parámetros asociados al uso de los SEA, así como también, las características tecnológicas que estos posean y su aplicabilidad. Para el presente fin, el SAE debe considerarse en función de que responda a

un sistema de control que permita una bidireccionalidad de los flujos de potencia al SAE para permitir la carga y descarga. Tiempos asociados a la capacidad de energía nominal a suministrar. En relación al enfoque de esta investigación la elección del SEA será direccionado hacia la gestión de la energía de suministro que puede proveer el sistema.

A través de la formulación de una ecuación diferencial se define el comportamiento del SAE tipo batería, como se muestra en (3). Donde la variable de estado SOC representa la variación porcentual del estado de carga de la batería y C es la capacidad de almacenamiento de la batería expresada en MWh,  $0 \leq SOC \leq 100$  [25].

$$\frac{dSOC}{dt} = \frac{-P_{SAE} \cdot 100}{C \cdot 3600} \quad (3)$$

Donde:  $P_{SAE}$ : es la potencia activa AC expresada en [MW] que fluye a través de la rama que está conectada la batería y bajo la consideración de pérdidas nulas en la etapa de conversión DC/AC del sistema de baterías.

La estrategia de control para el SAE tipo batería, obedece a la medición de los flujos de potencia en el terminal del generador convencional, así como también, en el terminal del sistema de PSF y los ramales de alimentadores que están conectados al PCC y que transportan energía a las cargas en los diferentes nodos de la MRE de la Fig. 6 para, en función de del balance energético nodal en el PCC, se establezca la carga del SAE cuando se el SPSFVs generen potencia en la MRE. Por lo que, la ecuación de balance se expresa en (4).

$$P_{PSF} + P_{ramales} = P_{GEN} - P_{SAE} \quad (4)$$

Para validar la estrategia de control se requiere verificar el rendimiento de la  $P_{medida}$  expresada en (4). Cuando la  $P_{medida}$  es positiva quiere decir que el sistema de PFS están generando más potencia que los requerimientos de la carga, por lo tanto el SAE está cargándose. Por otro lado, cuando  $P_{medida}$  es negativa, quiere decir que los requerimiento de la carga son mayores a la potencia generada por el sistema de PSF, lo que activaría la inyección de potencia desde el SAE para reducir la potencia de suministro desde el generador convencional.

Con lo expuesto, se establece un modo de operación carga/descarga del SAE en función del flujo de potencia que va desde el generador convencional a la MRE, el cual se muestra en (5).

$$carga P = \begin{cases} 1, & \text{Carga Batería} \\ 2, & \text{Batería inactiva} \\ 3, & \text{Descarga Batería} \end{cases} \quad (5)$$

Adicionalmente, se deben tomar en consideraciones para limitar los procesos de carga y descarga asociados al SOC del SAE para garantizar su correcto funcionamiento en cualquier instante de tiempo, el cual se define en (6).

## 7. RESULTADOS DE SIMULACIÓN Y DISCUSIÓN

El modelado de los componentes eléctricos, así como también, las diferentes escenarios de demanda nodal y la parametrización de todas las variables eléctricas y de estado del sistema de MRE de la Fig. 6, han sido desarrollados en el software PowerFactory DigSILENT™ versión 2018, bajo un análisis de simulaciones tipo *Quasi-Dinamic*. En concordancia a lo presentado en las secciones IV y V a continuación, se presentan los resultados de las simulaciones para un día tipo, donde la radiación ha alcanzado su valor más mínimo para el invierno y verano,

$$carga E \quad \begin{cases} 1, & SOC \leq SOC_{min} \\ 2, & SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \\ 3, & SOC \geq SOC_{max} \end{cases} \quad (6)$$

Donde:  $SOC_{min}$  y  $SOC_{max}$  : son los puntos de ajuste para los estados de carga mínimo y máximo permitidos, respectivamente. Por lo que:  $0 \leq SOC_{min} \leq SOC_{max} \leq 100$ . La estrategia de control y gestión de la energía generada por el sistema de PSF tiene por principio aprovechar la energía producida por estos para gestionar la carga del SAE tipo batería, como se mostrará en la sección siguiente.

respectivamente.

### Invierno

En la Fig. 16 se muestra la simulación realizada para día típico de invierno, se puede visualizar la complementariedad de los flujos de potencia a lo largo de las 24 horas del día entre del sistema de PSF y el SAE a través de baterías y el generador convencional.

### Verano

En la Fig. 17 se muestra la simulación realizada para día típico de verano, se puede visualizar la complementariedad de los flujos de potencia a lo largo de las 24 horas del día entre del sistema de PSF y el SAE a través de baterías y el generador convencional.

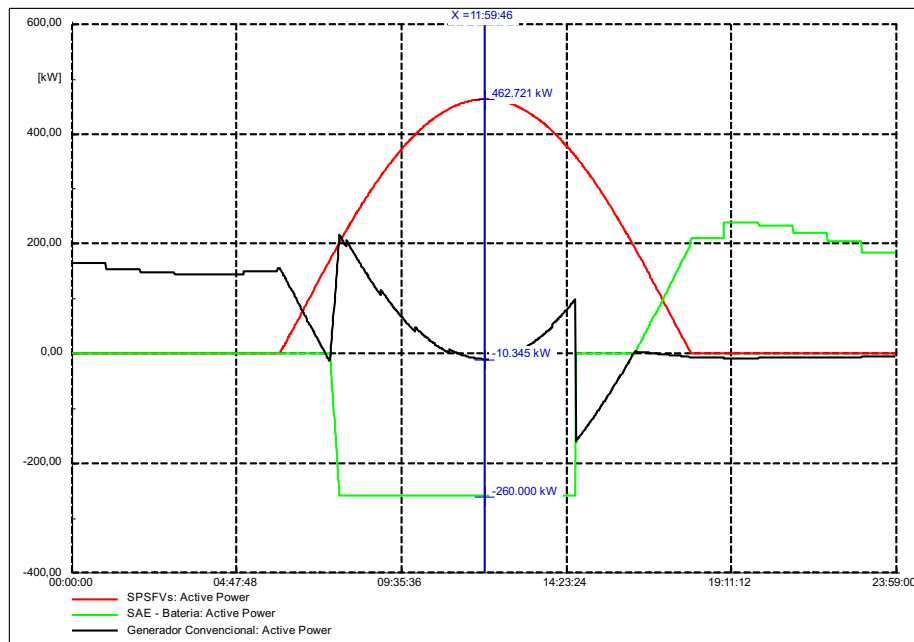
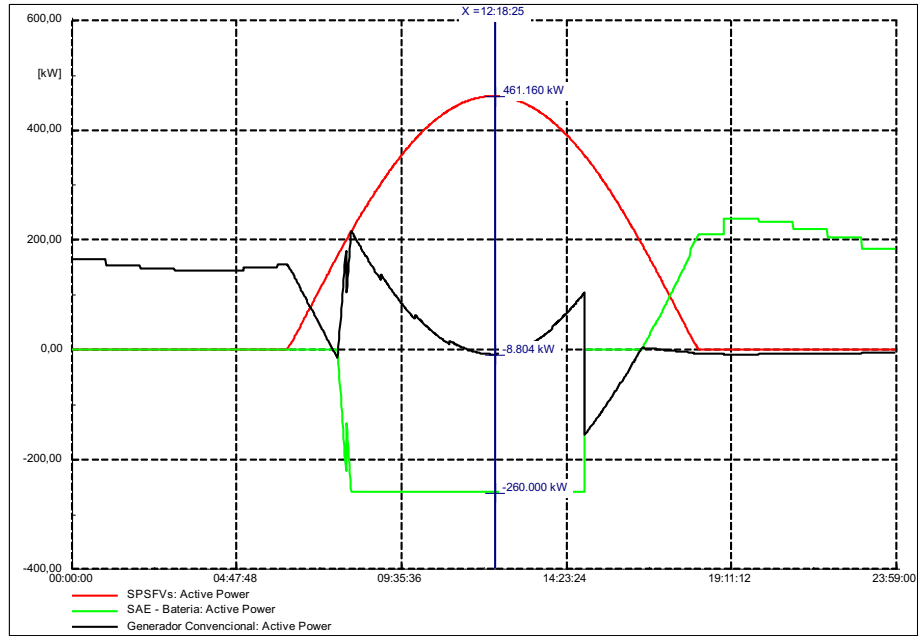
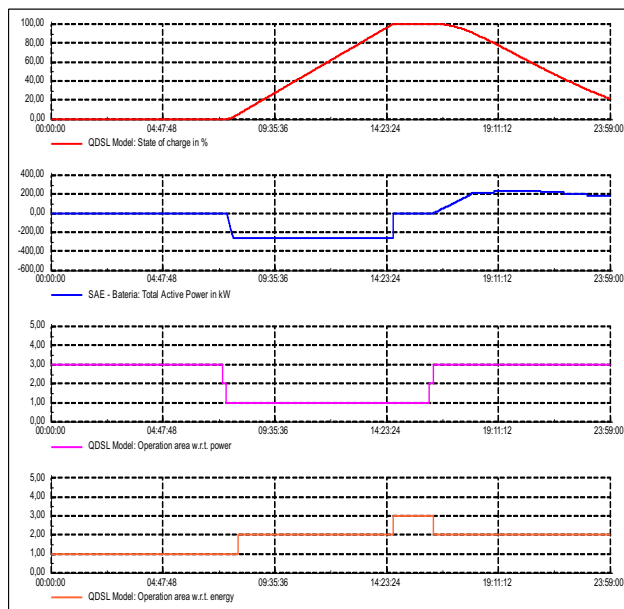


Figura 16. Gestión Energética Día Típico de Invierno

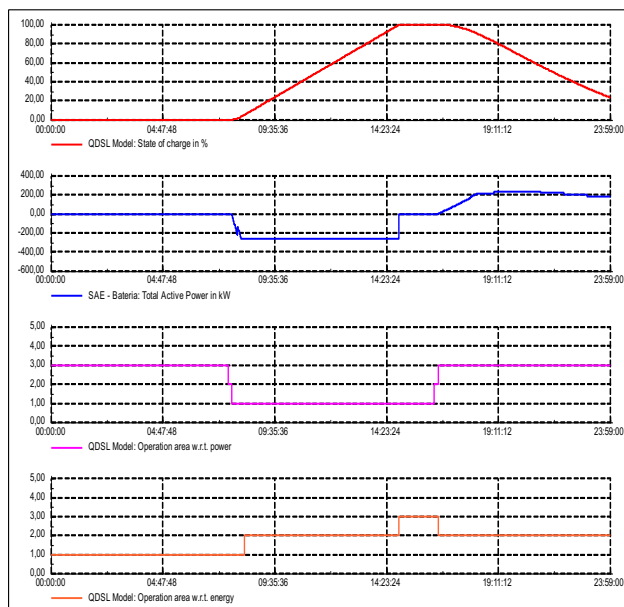


**Figura 17. Gestión Energética Día Típico de Verano**

En las Figs. 18 y 19, se muestra el comportamiento del SAE tipo Batería en términos de su carga/descarga en términos de potencia y su evolución en el tiempo, además de en términos del estado de carga o cargabilidad del SAE como este responde en su evolución temporal. Cabe destacar que los parámetros asociados al estado de carga y sus límites máximo y mínimo pueden ser parametrizados en razón de la estrategia de control desarrollada y dependiendo el análisis de gestión energética que se quiera evaluar.



**Figura 18. Gestión del SAE – Batería Invierno**



**Figura 19. Gestión del SAE – Batería Verano**

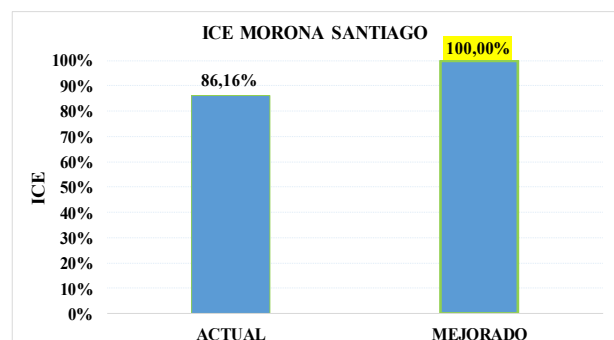
Los resultados obtenidos para las dos

estaciones climáticas en función de las características de temperatura y radiación, muestran relación con el rendimiento y producción máxima en términos de potencia que se ha obtenido. Al mediodía, la potencia máxima alcanzada ha sido de 462,72 kW para invierno y 461,16 kW para verano.

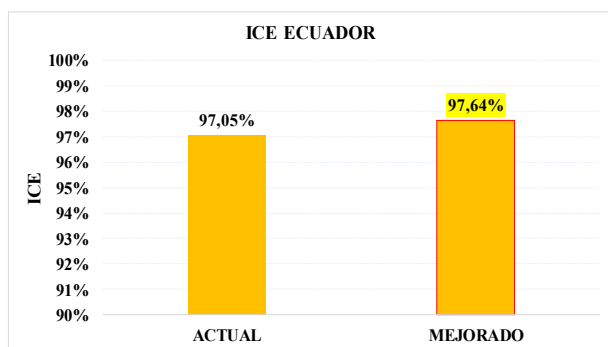
Para los escenarios presentados, se corrobora que a través de un sistema de suministro basado en MRE con sistemas de GD híbrido de SPSFVs y generador convencional, los usuarios que en la actualidad no cuentan con acceso al servicio público de energía eléctrica en la provincia de Morona Santiago en el Ecuador pueden ser beneficiarios del suministro eléctrico aprovechando sus condiciones geográficas para la implementación de sistemas de energías renovables como la solar fotovoltaica, mejorando el desempeño de GD y su de gestión operativa con SAE en microrredes eléctricas.

## 8. MEJORAMIENTO DE ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA

En concordancia con la metodología expuesta por la ARCONEL para los cálculos de los índices de cobertura eléctrica, en este documento se hace uso de la misma [1]. Por lo que, para la provincia de Morona Santiago en concordancia con las situaciones hipotéticas que se han considerado y desarrollado, los resultados de esta investigación muestran que el índice de cobertura eléctrica sería aproximado al 100%. Lo que facilitaría que 26 023 habitantes accedan al servicio eléctrico. Por lo tanto, el índice de cobertura eléctrica a nivel país alcanzaría la cifra valor de 97,64%. En las Figs. 20 y 21 se muestran los esquemas comparativos.



**Figura 20. ICE Provincia de Morona Santiago**



**Figura 21. ICE Ecuador**

Al hacer uso de la metodología desarrollada en esta investigación, el índice de cobertura eléctrica de las distintas provincias del Ecuador mejoraría, lógicamente que estaría condicionado a otros factores que no se han considerado en esta investigación. Se recomienda que la ARCONEL y las diferentes entidades del SEE lleguen a consensos desde las aristas legales y técnicas para la implementación de sistemas de MREs y GD, sobre todo en las comunidades remotas al SNI, donde se ha dificultado llegar con el suministro eléctrico. La energía eléctrica en tiempos actuales, representa un servicio público básico que permite acceder a las condiciones del *sumak kawsay* para los ciudadanos en concomitancia a lo que estipula la Carta Magna del Estado ecuatoriano.

## 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Ecuador por su ubicación geográfica en el planeta Tierra tiene un alto potencial para el aprovechamiento de la radiación solar y su conversión a través de SPSFVs en generación de energía eléctrica. Como se mostró en las mediciones y simulaciones realizadas considerando las variables geográficas de la provincia de Morona Santiago, se tienen 12 horas bastante marcadas de incidencia de radiación proveniente del Sol, lo que ha permitido desarrollar el esquema y estrategia de control para aprovechar la energía generada por los SPF y almacenarla en baterías bidireccionales para el suministro de electricidad en la MRE en las horas donde no es incidente y aprovechable la radiación solar,

permitiendo así una mejora en términos de gestión de la energía de los sistemas aislados.

Los sistemas de MREs y GD permiten cerrar la brecha existente en lo referente al acceso a la energía eléctrica y que en tiempos actuales aún es de consideradas connotaciones en varias localidades del Ecuador. Esto debido a las dificultades para extender los sistemas de transmisión y distribución supeditado a múltiples factores como la lejanía de los centros poblados o por estar situados en zonas protegidas asociadas a la diversidad de su fauna y flora propias de la RAE. Por lo que, a través de estos sistemas de MREs aisladas se mejora el acceso a la electricidad mediante un modelo de gestión energética renovable y amigable con el medio ambiente. Replicando la metodología desarrollada los índices de cobertura eléctrica provincial y a de todo el país puede mejorarse sustancialmente, como se mostró en la investigación desarrollada.

En lo referente a los DAE basados en tecnologías de baterías son en la actualidad los SAE que mejor se adaptan en términos de complementariedad para optimizar el desempeño operativo de sistemas de generación fotovoltaica en MREs. Esto permite suplir de energía eléctrica a las cargas en horas donde no hay disponibilidad de buenas condiciones de irradiación o en horas de la noche.

Se recomienda tomar en consideración el análisis metodológico expuesto en esta investigación para que sea replicado al resto de provincias de la RAE o a distintas localidades remotas que forman parte de las áreas de concesión de las empresas eléctricas distribuidoras del Ecuador. Adicionalmente, se recomienda a los organismos encargados en la rectoría y regulación del SEE, emitir las directrices, normativas y regulaciones pertinentes para mejorar los índices de cobertura, así como también, permitir la mejor penetración de los sistemas basados en MREs y GD.

Finalmente, como trabajos futuros se plantea seguir investigando en diferentes estrategias de control y de gestión de energía, en donde se

considere el comportamiento operativo en términos de tensión y frecuencia de las MREs con diferentes sistemas de GD basados en otras fuentes de energías renovables y alternativas, y diferentes tecnologías de SAE. Además, considerar un modelo de degradación de la capacidad de carga del SAE en diferentes horizontes temporales.

## AGRADECIMIENTO

Esta investigación ha sido efectuada gracias al apoyo financiero del Servicio Alemán de Intercambio Académico (*Deutscher Akademischer Austauschdienst*–DAAD, por sus siglas en alemán).

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018,” 2019.
- [2] Asamblea Nacional República del Ecuador, “Constitución de la República del Ecuador,” no. 449. pp. 1–129.
- [3] Asamblea Nacional República del Ecuador, “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,” no. 418. pp. 1–25, 2015.
- [4] Instituto Nacional de Estadística y Censos - INEC, “Proyección Cantonal Total 2010-2020.” p. 1, 2016.
- [5] L. A. Paredes, “Electromobility and Energy Efficiency in the Public Transport of Passengers on Continental Ecuador,” *Rev. Técnica “energía,”* vol. 16, no. I, pp. 91–100, 2019.
- [6] Instituto Geográfico Militar, “Geoportal del Ecuador.” [Online]. Available: <http://www.geoportaligm.gob.ec/>.
- [7] L. E. Urdiales Flores, “Procedimiento para la Electrificación en Zonas Aisladas: Caso Cantón Taisha, Morona Santiago,” 2015.
- [8] L. G. Macancela Zhumi, “Diagnóstico de la Implementación de los Sistemas Fotovoltaicos Correspondientes a la Primera Etapa del Proyecto YANTSA ii ETSARI,” Universidad de Cuenca, 2012.
- [9] Operador Nacional de Electricidad CENACE, “Informe Anual 2018,” 2019.
- [10] Instituto Nacional de Estadística y Censos - INEC, “Censo de Población y Vivienda (CPV) 2010.”
- [11] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, “Energy Management in Isolated Microgrids of the Ecuadorian Amazon Region,” in *3er Simposio Ibero-Americano en Microrredes Inteligentes con Integración de Energías Renovables*, 2019.
- [12] C. A. Cañizares, *Microgrid Stability Definitions, Analysis and Modeling*, IEEE, 2018.
- [13] T. Samad and A. M. Annaswamy, “Controls for Smart Grids: Architectures and Applications,” *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2244–2261, 2017.
- [14] Microgrids at Berkeley Lab, “Microgrids definitions.” [Online]. Available: <https://goo.gl/3JsCGm>. [Accessed: 26-May-2018].
- [15] P. Ponce, A. Molina, O. Mata, L. Ibarra, and B. McCleery, *Power System Fundamentals*. CRC Press, 2018.
- [16] F. C. De La Rosa, *Harmonics, Power Systems, and Smart Grids*, 2nd ed. CRC Press, 2015.
- [17] Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología - INAMHI, “Estaciones Hidrometeorológicas del Ecuador.” [Online]. Available: <http://186.42.174.236/InamhiEmas/#>.
- [18] E. J. Salazar, L. A. Paredes, and M. E. Samper, “Cálculo del Ángulo de Inclinación Óptimo para la Instalación de Paneles Fotovoltaicos en Parques Solares,” in *ERIAC XVIII*, 2019.
- [19] D. Yang, P. Jirutitijaroen, and W. M. Walsh, “The estimation of clear sky global horizontal irradiance at the equator,” *Energy Procedia*, vol. 25, pp. 141–148, 2012.

- [20] DIgSILENT GmbH, “Technical Reference Documentation PV System.” 2018.
- [21] Risen Solar Technology, “Módulo Panel Solar Fotovoltaico 340 Wp.” 2017.
- [22] M. G. Molina, “Energy Storage and Power Electronics Technologies: A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid,” Proc. IEEE, vol. 105, no. 11, pp. 2191–2219, 2017.
- [23] F. Z. Peng, “Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Resilient AC Distribution Systems (RACDS) in Smart Grid,” Proc. IEEE, vol. 105, no. 11, pp. 2099–2115, 2017.
- [24] A. E. Sarasua, M. G. Molina, and P. E. Mercado, “Dynamic Modelling of Advanced Battery Energy Storage System for Grid-Tied AC Microgrid Applications,” in Energy Storage – Technologies and Applications, 2013.
- [25] DIgSILENT, “PowerFactory Technical User Manual.” 2018.