

Propuesta de Modelo de Operación Aplicado a Micro Redes Fotovoltaicas en Generación Distribuida

A. Riofrio^{1,2} D. Carrión¹ D. Vaca²

¹Universidad Politécnica Salesiana, UPS

²Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, INER

E-mail: ariofrio@est.ups.edu.ec; dcarrión@ups.edu.ec; ingdiegovaca@yahoo.com

Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia han sufrido innumerables cambios en las últimas décadas, desde mejoras en elementos de protección, medición hasta la utilización de nuevas fuentes primarias para la generación de electricidad, con el principal objetivo de garantizar la confiabilidad y continuidad de del servicio eléctrico. Para la adaptabilidad de muchos de estos cambios en los sistemas eléctricos de potencia, es necesario contar con planes que ayuden a gestionar y optimizar recursos técnicos, humanos, económicos y energéticos.

Es así que la gestión de la energía proveniente de sistemas de generación con fuentes renovables se ha vuelto uno de los desafíos más importantes en los sistemas eléctricos potencia actuales, especialmente cuando estos sistemas de generación están conectados a nivel de distribución y son de potencias nominales bajas. En este contexto, el presente trabajo muestra la modelización de una micro red de generación fotovoltaica instalada a nivel residencial destinada a la alimentación de cargas concurrentes, tomando como caso de estudio a una cocina eléctrica de inducción. A la micro red modelada se le ha aplicado un modelo de operación que permite a este sistema tener prioridades de funcionamiento. Los resultados obtenidos muestran que el uso del modelo de operación permite al generador tener un mayor control de la energía producida y destinarla a satisfacer necesidades puntuales o negociarla en el caso de existir una estructura de mercado apropiada. Además de producir una liberación de carga entre el 55% y 65% a los sistemas de distribución de electricidad dependiendo de las condiciones climatológicas.

Palabras clave— Redes Eléctricas Inteligentes, Gestión de la energía, Año típico meteorológico (TMY); curva de demanda; energías renovables; generación distribuida; micro red fotovoltaica; modelo de operación; oferta y demanda.

Abstract

Power systems have experienced many changes in the last decades, from improvements in protections to the use of new primary sources to generate electricity, with the purpose of guarantee reliability and continuity of the electric service. To enable the use of the changes in power systems, it is imperative to have plans that help to manage and optimize the resources in technical, human, financial and energy areas. For this reason, the management of the energy that comes from renewable sources has become one of the most important challenges in the modern power systems, especially when these systems (renewable energy systems) are connected in the distribution level and have low nominal power.

In this context, the current work presents a model of a micro electrical grid based on photovoltaic technology installed in a home in order to provide electricity to concurrent load, e.g. an induction cooker. A management model was implemented in the micro grid in order to prioritize its working mode. The results show that the use of the management model allows to maximize the use of the produced electricity to satisfy the load requirements, or to sell the surplus to the electric power company, provided that it is exist the appropriate regulatory framework. Moreover, the proposed management model produces a release load between 55% and 65% of electricity distribution systems depending on weather conditions.

Index terms— Smart Grids, Energy management, Typical meteorological year (TMY), Demand curve, Renewable energies, Distributed generation, Photovoltaic micro grid, Operating model, Offer and demand.

Recibido: 12-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015

Forma sugerida de citación: Riofrio A.; Carrión D. y Vaca D. (2016). "Propuesta de Modelo de Operación Aplicado a Micro Redes Fotovoltaicas en Generación Distribuida". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 216-229. ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

El continuo crecimiento de la demanda eléctrica a nivel residencial que se ha venido dando en los últimos años debido a la inclusión de nuevos equipos, además de fomentar la generación de electricidad con energías renovables ha llevado a que este sector busque tener una participación mayor dentro del sector eléctrico [1].

En este contexto, surge la generación distribuida (GD), que busca replicar el concepto de los primeros sistemas eléctricos de potencia (SEP), es decir; que el centro de generación se encuentre en lo posible lo más cercano al lugar de consumo [2]. En la actualidad, debido a la alta densidad poblacional, la única forma de conseguir este cometido es empleando energías primarias como el viento, el recurso solar u otras similares [3].

Dentro de la GD están incluidas las micro y nano redes eléctricas, que constituyen sistemas de potencias pequeñas generalmente entre 1 [W] hasta 5 [kW] [4], que pueden ser conectados a nivel de distribución o transmisión de los SEP convencionales. Es por esta razón que este tipo de generadores pueden operar de manera aislada o siendo parte de un sistema eléctrico más grande. En este último modo de operación abre la posibilidad de que los sistemas reciban o entreguen energía eléctrica, convirtiendo a los SEP en bidireccionales [5], [6].

La aplicación de las micro redes de generación están enfocadas a mantener el balance entre oferta y demanda, siendo esta una de las razones por la cual en los mercados eléctricos se busca que el uso de micro y nano redes este enfocado a satisfacer necesidades energéticas puntuales en lugar de aquellas más globales [7]. Y gracias a esto países como Australia, España y Estados Unidos (California y PJM) han creado condiciones que permitan la implementación de sistemas de generación distribuida en los hogares, mediante acciones relacionadas con la estructura del mercado, fijación de tarifas apropiadas para este tipo de energías y esquemas comerciales idóneos para la producción de energía eléctrica por parte de micro generadores [8], [9].

Al aplicar este tipo de sistemas, se vuelve indispensable contar con sistemas que permitan

gestionar el destino de la energía producida, es decir; cuál sería destinada a cubrir demandas y cuál puede ser entregada al sistema eléctrico interconectado. El presente trabajo propone un modelo de operación aplicable a micros sistemas de generación distribuida fotovoltaicos aplicados en la alimentación de cargas recurrentes con potencias nominales considerables y de uso periódico. La aplicación de la metodología propuesta en este trabajo, permite tener un control total de la energía producida por la micro red fotovoltaica, además de ayudar a liberar de carga a sistemas eléctricos convencionales en más de un 55% para el caso de estudio planteado.

2. MICRO RED FOTOVOLTAICA PROPUESTA

Previo a la presentación de las características técnicas del sistema fotovoltaico a analizar en la presente investigación, es importante dar a conocer los aspectos considerados para su diseño y dimensionamiento.

2.1. Recurso Solar

El diseño del Sistema fotovoltaico, fue realizado con los datos del año típico meteorológico (TMY) mostrados en [10], el mismo que fue desarrollado con datos meteorológicos correspondientes a los últimos seis años.

Con los datos de radiación global proporcionados por el TMY, se procedió a realizar un promedio del recurso solar horario para cada uno de los doce meses del año con la finalidad de tener una idea más clara de las horas en la que existe recurso solar e identificar los meses en los cuales se tiene mayor presencia del mismo. También se obtuvo la energía mensual y anual a producirse en el lugar de implantación del generador fotovoltaico, que es la ciudad de Quito D.M. en Ecuador. Con estos datos fue posible determinar que los meses con mayor radiación solar son agosto y septiembre, mientras que el mes con menor cantidad del recurso es abril.

Tanto en la Fig. 1 como en la Fig. 2, se muestra la cantidad de radiación solar promedio disponible en el lugar de implantación, para los meses de abril y agosto.

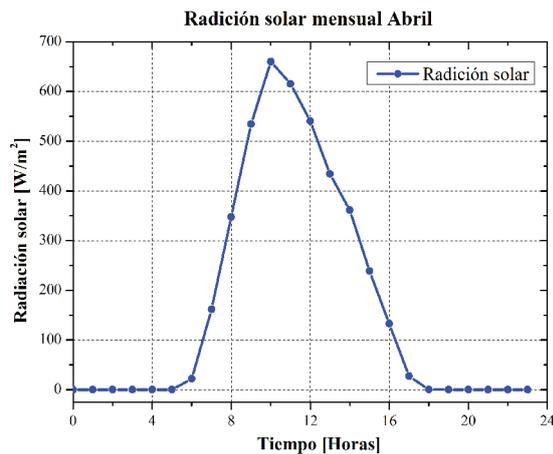


Figura 1: Radiación solar promedio del mes de abril

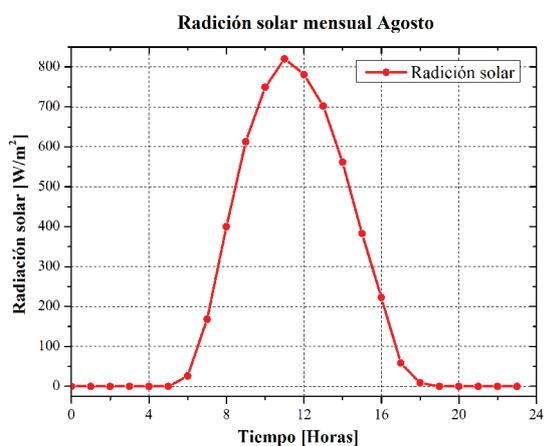


Figura 2: Radiación solar promedio para el mes de agosto

2.2. Carga

El uso de sistemas de generación distribuida puede estar destinado a la alimentación de cargas que bien podrían ser netamente eléctricas o una combinación entre eléctricas y térmicas [1].

Para el caso puntual de este trabajo, se propone destinar la energía generada por el sistema fotovoltaico a la alimentación parcial o total de una cocina eléctrica de inducción. La misma que en estudios previos [2], [11], se muestra como una carga representativa para los sistemas eléctricos de distribución, debido a que posee una potencia nominal de 4 kW y a que su uso está estrechamente ligado a las costumbres culinarias de las personas que la usan.

La Fig.3 muestra la curva de demanda diaria para una cocina de inducción, utilizada por una familia conformada por cuatro personas, donde se acostumbra a preparar tres comidas diarias (desayuno, almuerzo y cena).

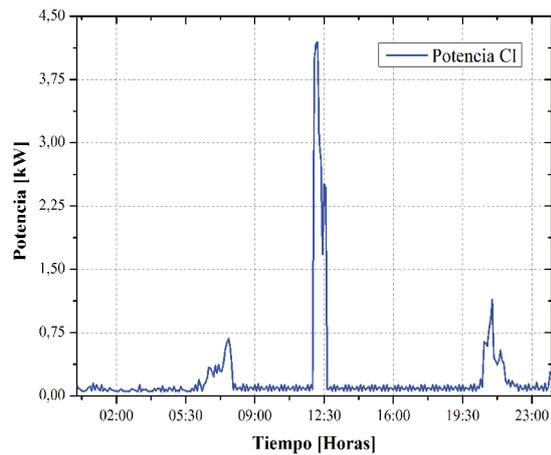


Figura 3: Curva de demanda diaria de la cocina de inducción

2.3. Configuración del Sistema

Con la determinación de los aspectos detallados en A y B, el siguiente tópico a analizar es la configuración que tendrá el sistema fotovoltaico. Para ello es importante considerar que dos de los tres picos de demanda que se aprecian en la Fig.3. ocurren en horas en las cuales el recurso solar es muy bajo o casi inexistente, según lo mostrado en las Fig. 1. y Fig. 2. Por otro lado, también existen instantes durante el día en los cuales el consumo de la carga es bajo y los niveles de radiación son altos, dando lugar a que la energía en este intervalo de tiempo pueda ser almacenada o vendida a la empresa de distribución [7].

Con este comportamiento, la configuración aplicada a la micro red fotovoltaica propuesta es la conocida como sistema AC acoplado [2], [12]. Ésta configuración se caracteriza porque la independencia del sistema de generación fotovoltaico con la del sistema de almacenamiento es total y cada uno de estos sistemas contará con su equipo propio de inversión. Este particular permite dimensionar el banco de baterías independientemente de la potencia de generación [13].

Este tipo de configuración permite tener un sistema más robusto y con una interconexión más fácil con otras fuentes de generación, para el caso del sistema propuesto será la red de distribución de una empresa eléctrica [14], [15]. Este tipo de configuración se la muestra en la Fig. 4 [2].

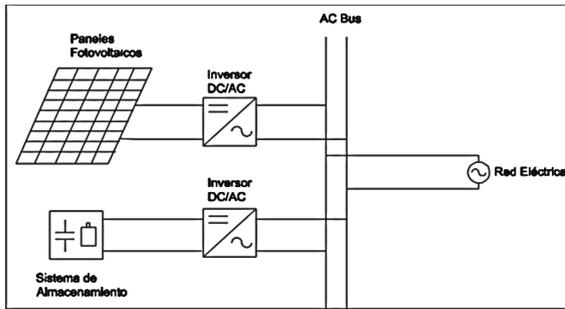


Figura 4: Esquema de un sistema de generación fotovoltaica con configuración AC acoplado

Aplicando esta configuración en la micro red fotovoltaica que se propone, se puede tener un sistema con una configuración muy similar a la que se ilustra en la Fig. 5.

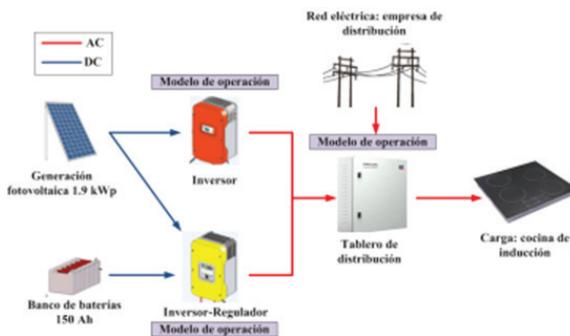


Figura 5: Esquema de la micro red fotovoltaica propuesta, aplicada la configuración AC acoplado

Bajo las circunstancias detalladas, la micro red de generación fotovoltaica tendrá como características técnicas principales en condiciones normales de funcionamiento, las que se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1: Características Técnicas De La Micro Red Fotovoltaica

Descripción	Valor
Potencia del campo solar [kW]	1,9
Voltaje de circuito abierto [V]	227,15
Intensidad de cortocircuito por arreglo [A]	11
Intensidad de cortocircuito total [A]	22
Voltaje en el punto de máxima potencia [V]	187,15
Intensidad en el punto de máxima potencia por arreglo [A]	49,42 – 53,14
Intensidad en el punto de máxima potencia total [A]	$197,68 \leq I_{pmp} \leq 212,56$
Número total de paneles	10
Número de paneles en serie por arreglo	5
Número de paneles en paralelo por arreglo	2
Numero de arreglos	2
Orientación	Hacia el ecuador
Inclinación	10°

3. MODELIZACIÓN DE LA MICRO RED FOTOVOLTAICA

Con la finalidad de poder tener una respuesta del sistema fotovoltaico ante diferentes escenarios de funcionamiento, se usaron modelos matemáticos que describen el comportamiento de cada uno de los elementos que componen el sistema propuesto. A continuación se encuentran de manera detallada los modelos empleados para cada equipo.

3.1. Panel Fotovoltaico

El modelo matemático empleado para representar el comportamiento del panel fotovoltaico está expresado en (1) [16].

$$P_{PV} = P_{SCT} * \frac{G_{ING}}{G_{SCT}} * [1 + k(Tc - Tr)] \quad (1)$$

Dónde: P_{PV} representa la potencia generada por el panel fotovoltaico; P_{SCT} es la potencia del panel en condiciones estándar; G_{ING} corresponde al valor de la radiación instantánea; G_{SCT} es el valor de la radiación solar en condiciones estándar; k será el coeficiente de temperatura del panel, mientras que Tc es la temperatura del panel en condiciones estándar y Tr el valor de la temperatura instantánea del panel.

3.2. Inversor

Para representar el funcionamiento del inversor del sistema fotovoltaico se ha utilizado el modelo propuesto en [17], [15] y que se indica en (2), expresión en la cual se evalúa la eficiencia del proceso de conversión.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CC}}{P_{NOM}} + [M_0 + M_1 * \frac{P_{CC}}{P_{NOM}}]} \quad (2)$$

Dónde: η_{inv} representa la eficiencia del inversor; P_{CC} es la potencia de entrada al inversor en DC; P_{NOM} será la potencia nominal del inversor; M_0 es un coeficiente con un valor de 0,0039 y M_1 es otro coeficiente con un valor de 0,0023.

3.3. Regulador

El modelo escogido para modelar el comportamiento del regulador es el desarrollado en [18]. En este modelo, este dispositivo está conformado por dos interruptores, uno colocado

entre el arreglo de paneles fotovoltaicos y el otro entre la batería y la carga, que se activan o desactivan de acuerdo a los estados planteados en (3) y (4) respectivamente.

$$\text{Interruptor 1} = \begin{cases} \text{conexión} \rightarrow V_{bat} \leq V_{panel} \\ \text{desconexión} \rightarrow V_{bat} \geq V_{panel} \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{Interruptor 2} = \begin{cases} \text{conexión} \rightarrow V_{bat} \geq V_{cseg} \\ \text{desconexión} \rightarrow V_{bat} \leq V_{cmin} \end{cases} \quad (4)$$

3.4. Baterías

Probablemente constituye el equipo más difícil de modelar su comportamiento debido a los procesos químicos que intervienen en el, razón por la cual para el sistema propuesto solo se busca caracterizar el proceso de carga y descarga del grupo de almacenamiento de energía. Para esto se emplearon los modelos enunciados en [1], [19], [20].

Para el modo de carga se tienen las siguientes expresiones:

$$V_{carga} = (2 + 0,0148\beta) * \eta_s \quad (5)$$

$$R_{carga} = \frac{0,758 + \frac{0,1390}{(1,06 - \beta)}}{SOC_m} \quad (6)$$

$$V_{bat} = V_{carga} + i_{bat} * R_{carga} \quad (7)$$

Mientras que para el modo de descarga se tienen las siguientes expresiones:

$$V_{descarga} = (1,926 + 0,124\beta) * \eta_s \quad (8)$$

$$R_{descarga} = \frac{0,19 + \frac{0,1037}{(\beta - 0,14)}}{SOC_m} \quad (9)$$

$$V_{bat} = V_{descarga} + i_{bat} * R_{descarga} \quad (10)$$

En los dos casos se aplica:

$$\beta = \frac{SOC}{SOC_m} \quad (11)$$

$$SOC = \left(1 - \frac{Q}{C}\right) \quad (12)$$

Dónde: SOC_m corresponde la energía máxima de la batería; η_s es el número de celdas en serie

de 2 [V]; R_o representa la resistencia interna de la batería; Q constituye la capacidad o carga real de la batería e i será la intensidad de corriente de la batería.

3.5. Red de distribución

Una vez modelados todos los elementos que conforman la micro red fotovoltaica propuesta, se puede obtener la potencia activa (P) que estos son capaces de entregar para la alimentación de la cocina eléctrica de inducción. Por otro lado, gracias a la curva de demanda construida es posible conocer la cantidad de potencia que esta necesita para su funcionamiento, y si se considera que solo se busca recurrir a la red de distribución para satisfacer los picos de demanda, se tiene que la red de distribución puede ser modelada por (13) [21].

$$P_{red} = P_{carga} - (P_{SF} + P_{bat}) \quad (13)$$

Dónde: P_{red} corresponde a la potencia aportada por la red para la alimentación de la carga; P_{carga} constituye la potencia solicitada por la cocina de inducción; P_{SF} es la potencia generada por el sistema fotovoltaico (paneles e inversor) y P_{bat} representa la potencia extraída desde el banco de baterías (baterías y regulador).

Las expresiones detalladas anteriormente, se ingresaron en la plataforma Simulink del programa Matlab, bajo la modalidad de bloques. La Fig. 6 muestra el algoritmo utilizado para el modelamiento del sistema fotovoltaico propuesto.

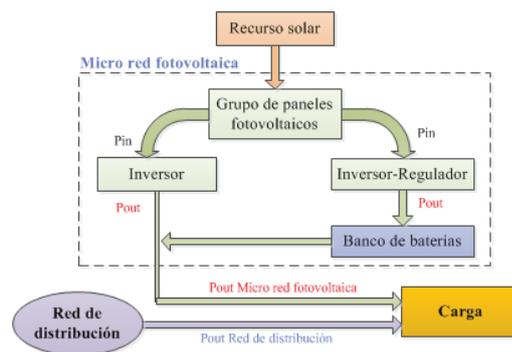


Figura 6: Algoritmo empleado para la modelización de la micro red propuesta y la red de distribución

4. MODELO DE OPERACIÓN PROPUESTO

Mediante la aplicación del presente modelo de operación en la micro red fotovoltaica se busca tener un mejor manejo de la energía consumida, un control más preciso de la producción y de los

consumos. De esta forma, depender en menor medida de la energía de la red pública [22], [23].

El modelo de operación propuesto, pone énfasis en la administración de la cantidad de energía producida por el sistema fotovoltaico y para ello se ha partido de los conceptos de:

- **Autoconsumo instantáneo:** corresponde a la energía entregada directamente por el sistema fotovoltaico a los equipos conectados a este [9]. El nivel de abastecimiento dependerá de la potencia del sistema fotovoltaico, las condiciones climatológicas y el perfil de consumo de la carga. Para el caso de la cocina de inducción, se puede incluir a las costumbres culinarias de las personas.
- **Autoconsumo con acumulación:** constituye la energía almacenada proveniente del sistema fotovoltaico en los periodos donde no existe autoconsumo instantáneo, con el objetivo de alimentar a la carga en horas de la tarde o noche y en horas muy tempranas de la mañana [9], [24]. Dentro de este concepto es importante mencionar al almacenamiento distribuido, el mismo que ayudará a aliviar los desbalances ocasionados debido a la diferencia entre la capacidad de generación del sistema de generación distribuida y la carga [1], [25].

La actuación del modelo de operación, contempla las siguientes condiciones:

4.1. Estado no operativo de la carga a ser alimentada

Si la carga a ser alimentada se encuentra apagada, la primera acción del sistema propuesto será: verificar el estado de carga del banco de baterías (Cbat), si este estado se encuentra entre $0\% \leq Cbat < 100\%$, el sistema enviará a encender al inversor-regulador, hasta que las baterías alcancen el 100% de su carga. Una vez alcanzado este valor, el sistema se encarga de apagar el inversor-regulador y debido a la ausencia de una carga a ser alimentada, se limita la potencia de generación (Pgen) del sistema fotovoltaico al 10% de su capacidad nominal (Pnomg). Siendo esta potencia generada la que se entrega al sistema eléctrico de distribución público al cual está conectado la red fotovoltaica. Es importante mencionar que la limitación en la potencia de generación se lo hace debido a la falta de incentivos en las normativas

que regulan la operación de los sistemas eléctricos en el lugar de estudio. La Fig. 7 muestra el diagrama de flujo, del funcionamiento del modelo de operación para esta condición.

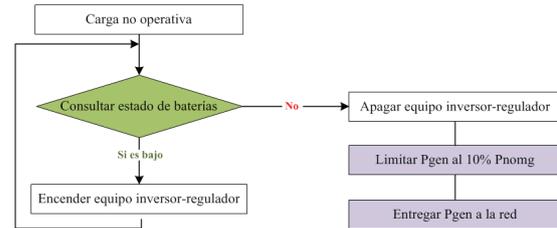


Figura 7: Diagrama de flujo del modelo de operación para el estado no operativo de la carga a alimentar

4.2. Estado operativo de la carga a ser alimentada

Para esta condición, se han previsto tres escenarios de funcionamiento para el modelo de operación, que se detallan a continuación:

4.2.1. Escenario 1

Si la capacidad de generación del sistema fotovoltaico es menor al 30% de la capacidad nominal del sistema, el modelo de operación verificará si la hora del día se encuentra entre las 17:00 h y 20:35 h. En el caso de estar en este intervalo de tiempo la potencia de la carga será alimentada en su totalidad por potencia de la red eléctrica de distribución.

Mientras que para el caso contrario, la primera acción a realizar por el modelo de operación será consultar el estado de carga de la batería, si este se encuentra en el rango de entre el 30% y 100%, se alimentará a la carga con la potencia proveniente del contrato se empleará la potencia del sistema fotovoltaico y la de la red de distribución.

Para el caso donde la potencia de la carga supere a la potencia del sistema de generación más la potencia del banco de baterías, se suplirá este pico con la red de distribución.

4.2.2. Escenario 2

Si la capacidad de generación del sistema fotovoltaico, está entre el 30% y el 80% de la capacidad nominal del sistema, el modelo propuesto asigna directamente esta potencia para la alimentación de la carga. En el caso que la potencia de la carga sea mayor a la potencia generada, el modelo comprobará el estado de carga de las baterías y de encontrarse entre el 30% y

100% de carga, utilizará esta potencia también para alimentar la carga, caso contrario se recurrirá a la red de distribución.

De igual manera que en el primer escenario, si la carga es mayor que la potencia de generación más la potencia de las baterías se suplirá este excedente con potencia de la red pública.

4.2.3. Escenario 3

Si la potencia de generación del sistema fotovoltaico, es superior al 80% de la capacidad nominal del sistema, se procede exactamente igual que en el escenario anterior. En el caso que la potencia de la carga sea menor a la de generación, el modelo propuesto consulta el estado tanto del banco de baterías como la potencia de la carga, donde si la potencia de la carga constituye entre el 20% o el 45% de la potencia de generación del sistema y la carga de las baterías es menor al 100%, se encenderá el dispositivo inversor-regulador hasta cargar la carga completa en las baterías.

Mientras que si la potencia de la carga tiene un valor menor al 20% de la potencia nominal del sistema fotovoltaico y el banco de baterías. Para el caso fotovoltaico y el banco de baterías se encuentra completamente cargado, el modelo de operación propuesto en este trabajo se encargará de limitar la

potencia de generación del sistema fotovoltaico al 15% de la capacidad nominal y entrega esa potencia de la red pública de distribución de electricidad.

En la Fig. 8 se encuentra el flujograma, de las etapas que el modelo de operación cumple para cada uno de los escenarios durante esta condición de funcionamiento.

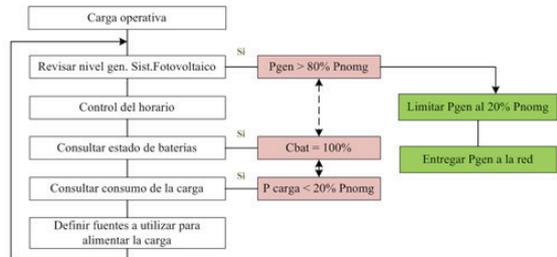


Figura 8: Diagrama de flujo del modelo de operación para el estado operativo de la carga a alimentar

El modelo de operación propuesto también ha sido pasado a la plataforma Simulink de Matlab. Para ello se hizo uso de la opción “Matlab Function”, donde se ingresó el código de programación que cumplirá con las condiciones antes detalladas en los literales A y B.

En la Fig. 9. se ilustra la modelización completa, tanto del micro red fotovoltaica como del modelo de operación propuestos.

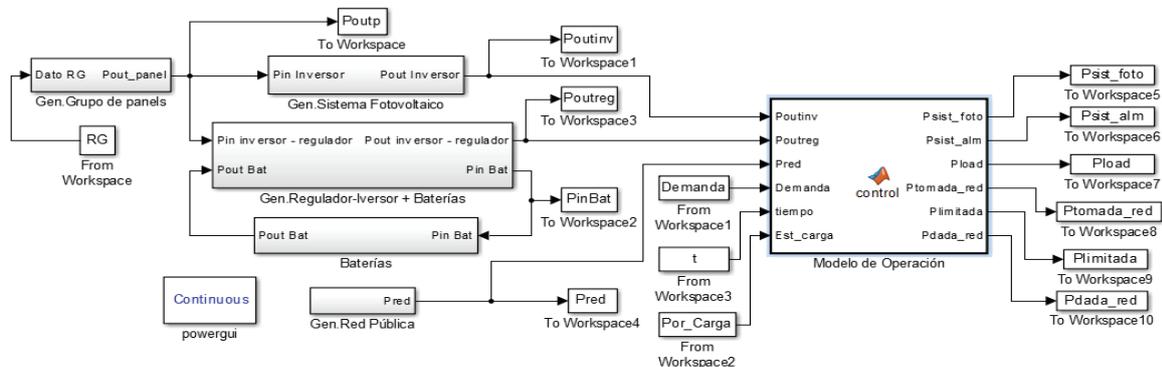


Figura 9: Modelización de la micro red fotovoltaica y del modelo de operación en Simulink de Matlab

5. SIMULACIONES Y RESULTADOS

Con la modelización que aparece en la Fig. 9, se realizó cuatro casos de simulación. El primero de ellos, se lo hizo considerando que el sistema fotovoltaico no seguía ninguna prioridad de funcionamiento, tomando en cuenta los meses de menor y mayor recurso solar que son abril y agosto respectivamente según el TMY aplicado. El segundo caso de simulación se lo hizo para un día promedio del mes de abril, donde se analizó dos

escenarios relacionados con diferentes estados de carga del banco de baterías al inicio del día. Para el tercer caso se mantuvo el mismo criterio que en el segundo, pero esta vez se lo realizó para un día promedio del mes de agosto. Finalmente, en el último caso se ha modificado la curva de demanda tipo, cambiando el horario pico del mediodía para que este coincida con el horario de mayor radiación solar; con este cambio se repitió las simulaciones para los meses de abril y agosto.

5.1. Caso A

Para este caso se consideró el funcionamiento del sistema fotovoltaico sin modelo de operación, así como también que el estado de carga del banco de baterías al inicio del día es del 0 %. Se realizaron dos escenarios para días promedios del mes de abril y agosto.

5.1.1. Escenario 1

Los resultados de la simulación para el mes de abril se muestran en Fig. 10 que indica el comportamiento de la potencia del sistema fotovoltaico, de la red de distribución y del banco de baterías sin realizar ninguna gestión sobre ellas, mientras que la Fig. 11 muestra el balance energético obtenido para esta simulación. Como se puede observar al no contar con prioridades de funcionamiento, no se logra cubrir la mayor parte del pico de demanda de la noche con la energía almacenada en las baterías. Asimismo se puede decir que cerca del 58% de la energía producida por el sistema fotovoltaico es entregado a la red pública.

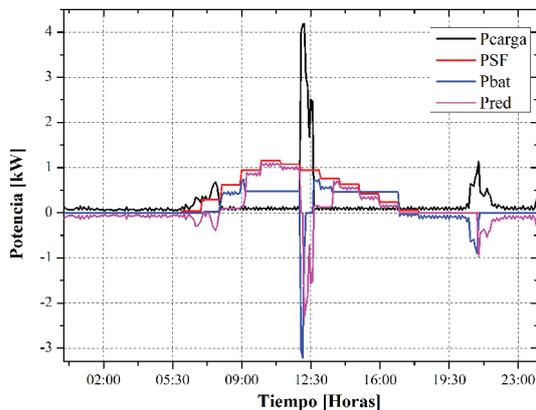


Figura 10: Comportamiento de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo. Mes abril-Escenario 1

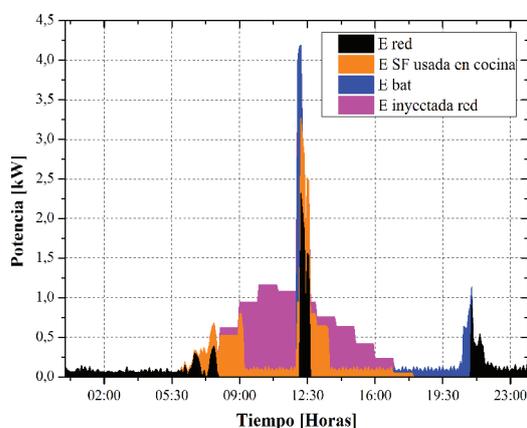


Figura 11: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública durante el consumo. Mes abril-Escenario 1

5.1.2. Escenario 2

Las Fig. 12 y Fig. 13 muestran los resultados obtenidos para el mes de agosto, considerando heurísticamente al igual que para el escenario anterior, que el banco de baterías se encuentra completamente descargado al inicio del día. Para este escenario se determinó que el 65% de la generación del sistema fotovoltaico es entregado a la red pública.

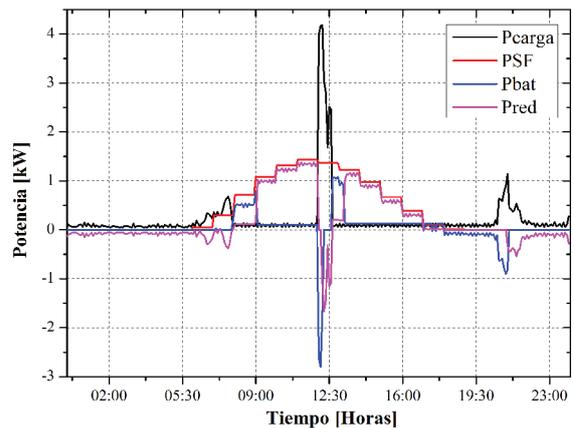


Figura 12: Comportamiento de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo. Mes agosto-Escenario .

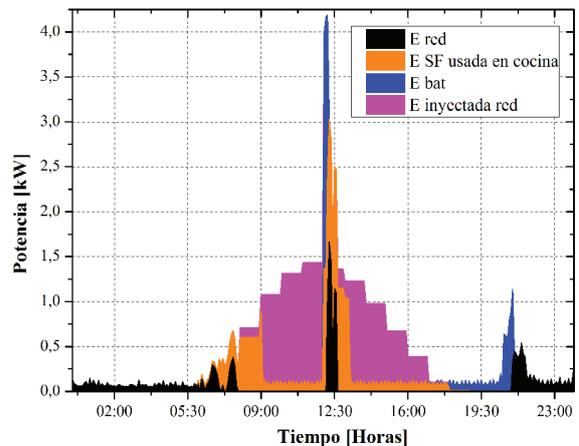


Figura 13: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública durante el consumo. Mes agosto-Escenario 2

5.2. Caso B

En este caso se han considerado los valores de radiación solar promedio para el mes de abril y la implementación del modelo de operación. En esta simulación se tomó en cuenta dos escenarios.

5.2.1. Escenario 1

Para este escenario se definió de manera heurística que al inicio del día el banco de baterías tenga el 100% de su capacidad de carga. Al aplicar el modelo de operación propuesto en el funcionamiento del sistema fotovoltaico se obtuvo

los siguientes resultados: la Fig.14 muestra los horarios en los cuales el modelo de operación recurre al banco de baterías y a la red para satisfacer las necesidades de la carga y corresponden a los valores de potencia negativa. Asimismo es posible apreciar los intervalos de tiempo en los cuales se tiene la generación del sistema fotovoltaico, la cual está destinada principalmente a alimentar a la cocina así como también a cargar al banco de baterías. De igual manera se aprecia el periodo de tiempo en el cual se ejerce la limitación de generación sobre el sistema fotovoltaico. Todos estos comportamientos corresponden a los valores de potencia positiva.

La Fig.15 muestra el balance general de energía para el día típico del mes de abril. En esta imagen se muestra el aporte de energía de cada una de las fuentes que intervienen en el sistema propuesto, de las cuales reciben prioridad aquellas energías provenientes del sistema de generación fotovoltaica y del banco de baterías. También en esta figura se hace constar la energía que el sistema fotovoltaico está en condiciones de entregar a la red pública y aquella que se deja de generar, denotada como “E sin generar” para esta y todas las figuras, debido a que el modelo de operación ha cumplido con sus prioridades, es decir abastecer el consumo propio de la cocina y cargar al sistema de almacenamiento.

De la misma manera se puede apreciar la acción del modelo de operación entre las 17:00 h y las 20:30 h, periodo en el cual se prioriza el uso de electricidad proveniente desde la red de distribución para abastecer en consumo en “stand by”, buscando de esta forma emplear la energía almacenada en las baterías en el periodo de mayor consumo de la cocina. Este comportamiento es el mismo para los casos de simulación que se presentan a continuación.

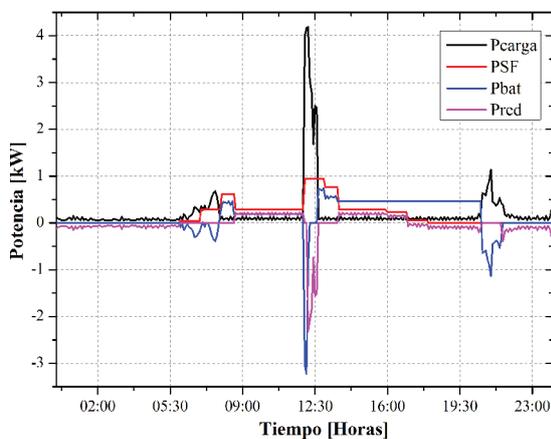


Figura 14: Gestión de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo. Mes abril-Escenario 1

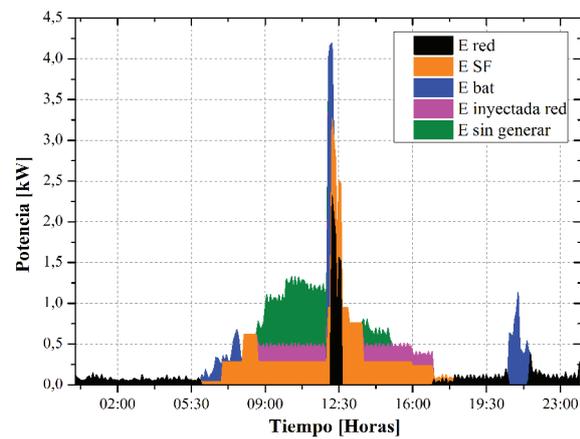


Figura 15: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública durante el consumo. Mes abril-Escenario 1

5.2.2. Escenario 2

En este escenario se consideró también de manera heurística que el estado del banco de baterías en el inicio del día tipo para el mes de abril sea del 0%, es decir que se encuentren totalmente descargadas. Los resultados de gestión de la potencia producida y consumida así como el balance energético, obtenidos de la simulación para este escenario se muestran en las Fig. 16 y Fig. 17 respectivamente.

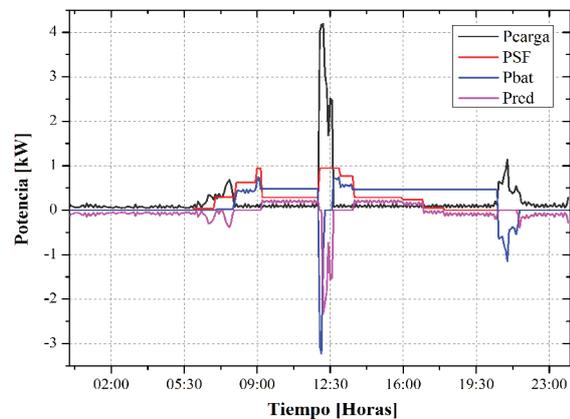


Figura 16: Gestión de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo. Mes abril-Escenario 2

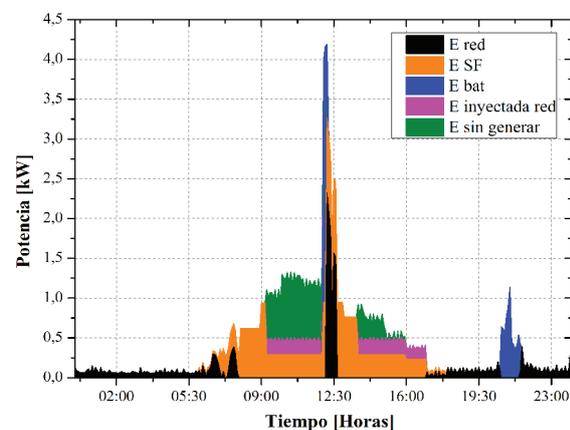


Figura 17: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública durante el consumo. Mes abril-Escenario 2

5.3. Caso C

Esta simulación fue hecha considerando valores promedios de la radiación solar para el mes de agosto. Esta simulación fue hecha para los mismos escenarios que el caso anterior.

5.3.1. Escenario 1

Para este escenario en el estado de carga de las baterías siempre será igual al 100% al inicio del día. Las Fig. 18 y Fig. 19 muestran los resultados obtenidos para la simulación de este escenario.

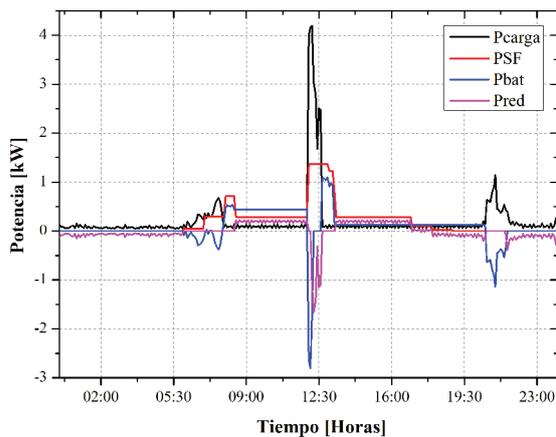


Figura 18: Gestión de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo. Mes agosto-Escenario 1

De esta imagen se puede desprender que al tener una mayor cantidad de recurso solar y la presencia del mismo desde horas más tempranas en la mañana la potencia requerida del banco de baterías es menor en relación al mes de abril.

Para el mes de agosto y debido al modelo de operación propuesto se tiene que la energía que deja de generar el sistema fotovoltaico aumenta en relación con el mes de abril. De la misma forma, se ve una disminución de la energía proveniente de la red para satisfacer el pico del mediodía.

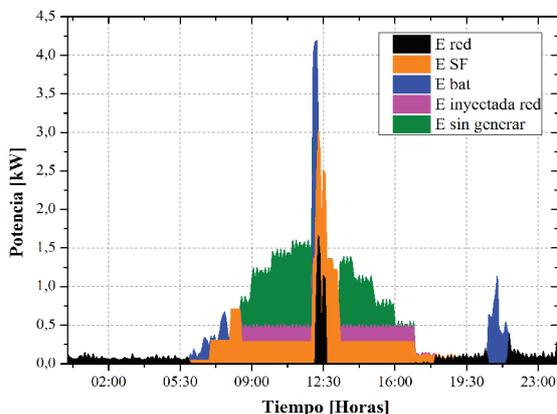


Figura 19: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública durante el consumo. Mes agosto-Escenario 1

5.3.2. Escenario 2

En este escenario, se ha repetido la simulación para el mes de agosto pero esta vez considerando que el estado de carga del banco de baterías al inicio del día es del 0%. Los resultados obtenidos de la gestión hecha por el modelo de operación y el intercambio energético se muestran en las Fig. 20 y Fig. 21 respectivamente.

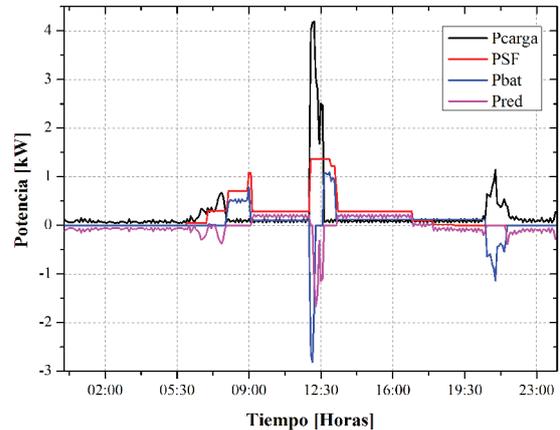


Figura 20: Gestión de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo. Mes agosto-Escenario 2

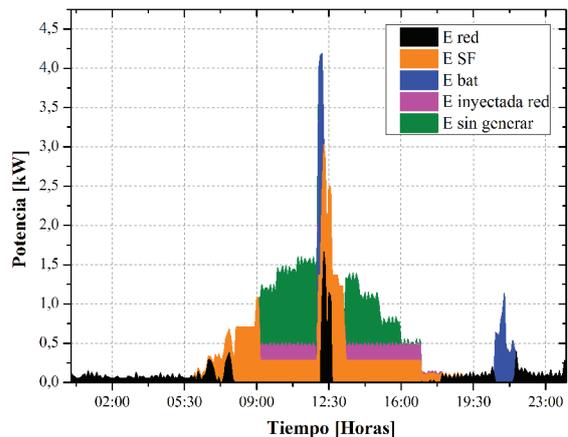


Figura 21: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública durante el consumo. Mes agosto-Escenario 2

5.4. Caso D

Para este caso, se realizó un cambio de horario del pico más pronunciado en la curva de demanda de la cocina de inducción, es decir el del medio día, con la finalidad que este coincida con las horas en las que existe mayor cantidad de recurso solar y determinar si se obtiene un mejor desempeño de la micro red propuesta. La hora de inicio de este pico es las 11:00 h. Para este caso al igual que los anteriores, se contempló dos escenarios, los mismos que se explican más a detalle a continuación.

5.4.1. Escenario 1

Se simuló el comportamiento de la micro red fotovoltaica, para un día promedio del mes de abril. Considerando el cambio en la curva de demanda y también un banco de baterías completamente descargado al inicio del día. Los resultados obtenidos para este escenario se muestran en las Fig. 22 y Fig. 23, donde se puede ver que en relación con los casos anteriores se tiene un mayor aprovechamiento del recurso solar existente en horas de la mañana, debida a que las horas de limitación de generación son menores.

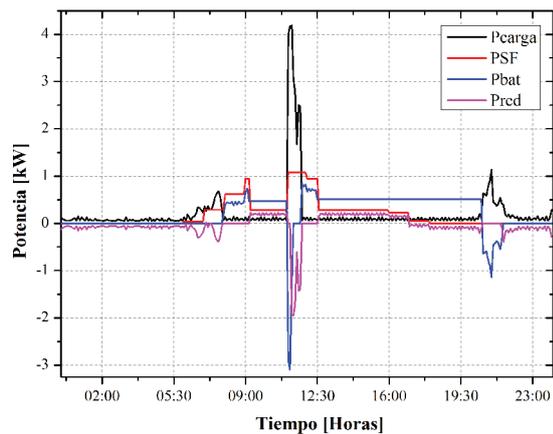


Figura 22: Gestión de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo desplazado. Mes abril-Escenario 1

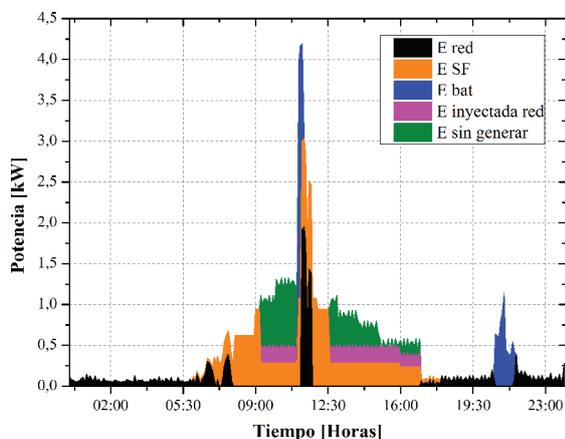


Figura 23: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública para el consumo desplazado. Mes abril-Escenario 1

5.4.2. Escenario 2

Para esta simulación se consideró las mismas condiciones que en el escenario 1, pero esta vez para un día promedio del mes de agosto. Los resultados obtenidos se ilustran en las Fig. 24 y

Fig.25, donde se puede observar que además de un mejor aprovechamiento del recurso solar se requiere una menor cantidad de energía de la red de distribución

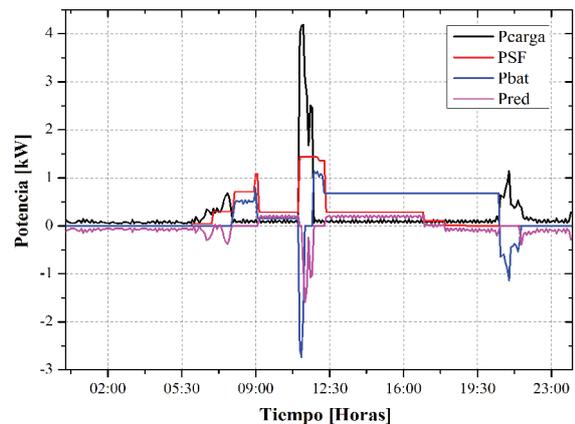


Figura 24: Gestión de la potencia producida por el sistema propuesto Vs. Consumo desplazado. Mes agosto-Escenario 2

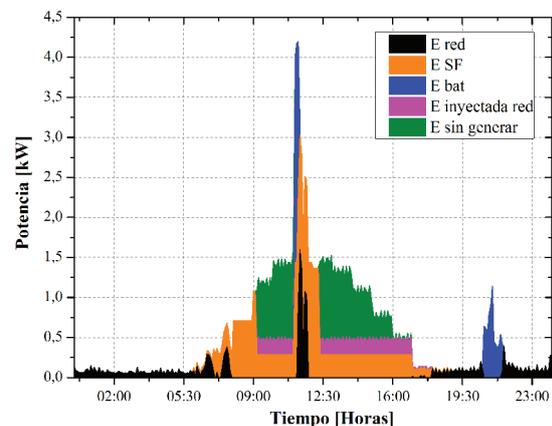


Figura 25: Intercambio energético entre el sistema propuesto y la red pública para el consumo desplazado. Mes agosto-Escenario 2

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas nos permiten decir que el uso del sistema fotovoltaico propuesto, reducen el aporte de energía de la red pública convencional. Para el caso A, este aporte se reduce entre 35,69 % y 42,4 % para los escenarios 1 y 2 respectivamente. Para el caso B, la energía proveniente del sistema convencional esta entre el 36,9% y 42,4 %, de igual forma para el caso C se muestra una reducción de entre el 30,48 % y el 35,69 %. Mientras que para el último caso, se tiene que la red pública aporta el 40,6 % para el mes de abril y el 34,7 % para agosto. El resumen de estos valores para cada uno de los casos se muestra en la Fig.26.

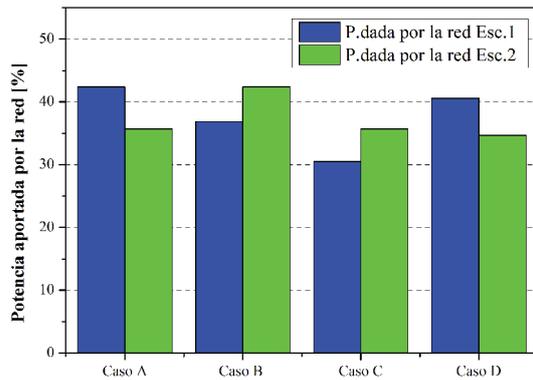


Figura 26: Porcentaje de potencia aportada por la red para la alimentación de la cocina de inducción

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La implementación de sistemas de operación como el propuesto en este trabajo para la gestión de la energía eléctrica provenientes de micro redes, permite a los generadores tener un absoluto control de la energía producida y planificar los momentos en los cuales recurrirán a la red para satisfacer sus necesidades de energía.

La gestión automática de la energía, propuesta en el modelo de operación permite garantizar una correcta interrelación entre el funcionamiento de la micro red fotovoltaica y la red, de esta manera se mejora la confiabilidad y continuidad del servicio. Es por esta razón que la implementación de estos modelos se vuelve indispensable en la integración de la generación distribuida con los sistemas eléctricos convencionales.

Es importante, incluir en los modelos de operación aplicados a sistemas de generación distribuida con almacenamiento de energía, una adecuada coordinación entre las horas del día y la entrega de energía, buscando de esta manera entregar esta energía en horas pico.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo quieren manifestar su más profundo agradecimiento al Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) y a la Universidad Politécnica Salesiana por las facilidades prestadas para el desarrollo del mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Chamana and S. Bayne, "Modeling, control and power management of inverter interfaced sources in a microgrid," ... Energy Conf. (INTELEC), 2011 ..., 2011.
- [2] A. Riofrio and D. Carrión, "Approach and Deployment of Distributed Generation. State-of-art Based on Induction Cooker System," in ANDESCON 2014, 2014.
- [3] D. Carrión and L. Ortiz, "Generación distribuida a partir de bicicletas estáticas y sistemas híbridos," INGENIUS, pp. 44–48, 2013.
- [4] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001.
- [5] A. Ipakchi, "Demand side and distributed resource management—A transactive solution," *Power Energy Soc. Gen. Meet.* 2011 ..., pp. 1–8, 2011.
- [6] H. Kanchev, V. Lazarov, and B. Francois, "Environmental and economic optimization of microgrid long term operational planning including PV-based active generators," *Proc. ECCE Eur. Power Electron. Motion Control* ..., pp. 1–8, 2012.
- [7] W. Cox and T. Considine, "Structured energy: Microgrids and autonomous transactive operation," *Innov. Smart Grid Technol.* (..., pp. 1–6, 2013.
- [8] M. Bertocco and G. Giorgi, "A case for IEEE Std. 1451 in smart microgrid environments," *SMFG 2011-IEEE Int. Conf. Smart Meas. Grids, Proc.*, pp. 124–129, 2011.
- [9] T. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Distributed Energy Resources (DER) object modeling with IEC 61850–7–420," ... Conf. (AUPEC), 2011 ..., 2011.
- [10] S. Villacís, "Análisis de factibilidad de utilizar colectores solares para el calentamiento de agua en el hospital Baca Ortiz en la ciudad de Quito," Universidad Tecnológica Equinoccial, 2015.

- [11] A. Riofrio, D. Carrión, M. Orozco, D. Vaca, and J. Martínez, “Análisis Del Consumo Energético En Procesos De Cocción Eficiente Para El Sector Residencial,” in COLIM, 2014, pp. 1–6.
- [12] O. M. Toledo, D. Oliveira Filho, and A. S. A. C. Diniz, “Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 506–511, Jan. 2010.
- [13] B. McMillin, R. Akella, and D. Ditch, “Architecture of a smart microgrid distributed operating system,” *Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1–5, 2011.
- [14] C. Deckmyn, J. Desmet, and G. Van Eetvelde, “Energy management and dynamic optimisation of eco-industrial parks,” *Univ. Power Eng. Conf. (UPEC)*, 2013 48th ..., pp. 1–6, 2013.
- [15] F. Gonzalez-Espin, N. Chang, V. Valdivia-Guerrero, and R. Foley, “Configuration, modelling and control of a microgrid for commercial buildings application,” *Eur. Conf. Power Electron. (EPE)*, 2013 15th ..., pp. 2–11, 2013.
- [16] J. Mirez, H. Chamorro, C. Ordonez, and R. Moreno, “Energy management of distributed resources in microgrids,” *Circuits Syst. (CWCAS)*, 2014 IEEE 5th Colomb. Work., pp. 1–5, 2014.
- [17] G. A. Rampinelli, A. Krenzinger, and F. Chenlo Romero, “Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34. pp. 578–587, 2014.
- [18] G. Salazar, “Comparación de la eficiencia entre los sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red y los sistemas aislados,” *Universidad Politécnica Salesiana*, 2014.
- [19] B. Sree Manju, R. Ramaprabha, and B. L. Mathur, “Modelling and control of standalone solar photovoltaic charging system,” in 2011 International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology, ICETECT 2011, 2011, pp. 78–81.
- [20] L. Castañer and S. Silvestre, *Modelling Photovoltaic Systems Using PSpice*. John Wiley & Sons, Ltd, 2002, p. xvi, 358 p.
- [21] A. Riofrio, “Modelización de una micro red fotovoltaica aplicada a equipos de cocción por inducción para el reemplazo de GLP,” *Universidad Politécnica Salesiana*, 2015.
- [22] H. Nunna and S. Doolla, “Demand response in smart microgrids,” 2011 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ..., pp. 0–5, 2011.
- [23] X. Wang, J. Guerrero, and Z. Chen, “Control of grid interactive AC microgrids,” *Ind. Electron. (ISIE)*, 2010 IEEE Int. Symp., pp. 2211–2216, 2010.
- [24] W. Shi, E. Lee, D. Yao, R. Huang, C.-C. Chu, and R. Gadh, “Evaluating microgrid management and control with an implementable energy management system,” 2014 IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun., pp. 272–277, 2014.
- [25] C. Gouveia, C. Moreira, and J. Pecos Lopez, “Microgrids emergency management exploiting EV, demand response and energy storage units,” *PowerTech(POWERTECH)*, 2013 IEEE Grenoble, pp. 1–6, 2013.



Jonathan Riofrio Trujillo.-

Nació en Quito, Ecuador en 1990. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2015. Sus campos de investigación están relacionados con la integración

de sistemas de generación con energías renovables de pequeña y media potencia a los sistemas eléctricos convencionales, así como también modelos de operación que permitan optimizar el uso de la energía producida por estos.

Se ha desempeñado como: Analista Técnico del proyecto “Estudio sobre el Menaje para Cocinas de Inducción Eléctrica y Requerimientos de la Red para Incorporación Masiva de Cocción Eficiente” en el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER). Actualmente ejerce el cargo de Ingeniero de Liquidación y Facturación en el Departamento de Transacciones Comerciales del Operador Nacional de Electricidad (CENACE).



Diego Francisco Carrión Galarza.- Nació en Quito en 1981. Sus estudios superiores los realizó en la Universidad Politécnica Salesiana, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico en el año 2010. En la actualidad se

encuentra en proceso de obtención de su título de Master en Energías Renovables en la Universidad de las Fuerzas Armadas (ESPE). Actualmente se desempeña como Docente de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Quito y forma parte del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - GIREI.



Diego Esteban Vaca Paredes.- Nació en Quito en 1979. Sus estudios superiores los realizó en la Universidad de las Fuerzas Armadas (ESPE), obteniendo el título de Ingeniero Mecánico en el año 2003. En el año 2010 viaja a los Países Bajos para estudiar

un MSc. en Sustainable Energy Technology en la Universidad Técnica de Delft, especializándose en energía solar. A su retorno, trabajó en el INER, en el área de energía solar. En la actualidad, se encuentra cursando sus estudios doctorales en el Instituto Tecnológico de Georgia (Georgia Tech) en los Estados Unidos, en el área de termo fluidos. Sus intereses de investigación están en la producción de energía con fuentes renovables, especialmente la solar, el uso de técnicas de inteligencia artificial para resolver problemas de ingeniería, la ingeniería biomédica y la nanotecnología