

Gestión de flujos de potencia en microrredes eléctricas híbridas con integración del vector
energético hidrógeno

Jesús Joaquín Coronel Sánchez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magíster en Sistemas de Distribución de Energía
Eléctrica

Director

Javier Enrique Solano Martínez

PhD. en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Gabriel Ordoñez Plata

PhD. en Ingeniería Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2021

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Objetivos.....	11
1.1 Objetivo General.....	11
1.2 Objetivos Específicos.....	11
2. Gestión de flujos de potencia en microrredes eléctricas híbridas	12
2.1 Distribución de potencias.....	12
2.2 Funciones de costos	14
2.2.1 Costo nivelado de energía LCOE	14
2.2.2 Costo de operación.....	14
2.3 Restricciones operativas.....	17
3. Caso de estudio	20
3.1 Datos meteorológicos.....	21
3.2 Demanda de energía eléctrica	23
3.3 Esquema de la microrred	24
3.4 Selección y dimensionamiento de componentes de la microrred	26
4. Estrategia de gestión de energía.....	30
4.1 EMS para el sistema fotovoltaico, batería, y generador diésel.....	30
4.2 EMS para la configuración generador fotovoltaico, batería, pila de combustible y electrolizador	32
4.3 EMS para la configuración generador diésel, pila de combustible y generador fotovoltaico	36
4.4 Búsqueda de mejores parámetros EMS	37

5. Resultados	39
5.1 Búsqueda de parámetros para configuración PVP-BAT-GD	39
5.2 Búsqueda de parámetros para las configuraciones con tecnología de hidrógeno.	40
5.3 Validación de la EMS para la configuración PVP-BAT-GD	41
5.4 Validación de la EMS para la configuración PVP-BAT-FC-EL	43
5.5 Validación de la EMS para la configuración GD-FC-PVP	45
5.6 Evaluación de costos	47
6. Conclusiones	51
Referencias Bibliográficas	53

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Irradiación día por mes, vereda Mundo Nuevo</i>	22
Tabla 2 <i>Información de la zona de estudio</i>	27
Tabla 3 <i>Información del recurso solar</i>	27
Tabla 4 <i>Información de la carga</i>	28
Tabla 5 <i>Dimensionamiento en cada configuración</i>	29
Tabla 6 <i>Parámetros de la configuración PVP-BAT-GD</i>	42
Tabla 7 <i>Parámetros de la configuración PVP-BAT-FC-EL</i>	44
Tabla 8 <i>Parámetros de la configuración GD-FC-PVP</i>	46
Tabla 9 <i>Resultados de las EMS en un año de operación</i>	49
Tabla 10 <i>Energía suplida por cada fuente en un año de operación</i>	50
Tabla 11 <i>Costos de adquisición de equipos</i>	50

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Distribución de potencias entre las fuentes y la carga</i>	13
Figura 2 <i>Región seleccionada para aplicar la estrategia de gestión de energía</i>	20
Figura 3 <i>Perfil de irradiancia media diaria</i>	21
Figura 4 <i>Perfil de temperatura media diaria</i>	22
Figura 5 <i>Perfil de demanda</i>	23
Figura 6 <i>Microrred con generación renovable y generador diésel como respaldo</i>	24
Figura 7 <i>Microrred con generación renovable y vector energético hidrógeno</i>	25
Figura 8 <i>Microrred GD-PFV-FC</i>	25
Figura 9 <i>Metodología de dimensionamiento de la microrred</i>	26
Figura 10 <i>Distribución de potencias en la configuración PVP-BAT-GD</i>	31
Figura 11 <i>Distribución de potencias en la configuración PVP-BAT-FC-EL</i>	33
Figura 12 <i>Distribución de potencias en la configuración GD-FC-PVP</i>	36
Figura 13 <i>Mapa de calor del costo total en base a la variación de los límites de estado de carga de la batería</i>	40
Figura 14 <i>Distribución de flujos de potencias PV-Diésel-Batería</i>	43
Figura 15 <i>Distribución de flujos de potencias PVP-BAT-FC-EL</i>	45
Figura 16 <i>Distribución de flujos de potencias GD-FC-PVP</i>	46
Figura 17 <i>Distribución de flujo de potencia en el caso base</i>	49

Resumen

Título: Gestión de flujos de potencia en microrredes eléctricas híbridas con integración del vector energético hidrógeno*

Autor: Ing. Jesús Joaquín Coronel Sánchez**

Palabras Clave: Gestión de flujos de potencia, microrredes eléctricas híbridas, vector energético hidrógeno, estrategia de gestión de energía, microrred aislada

Descripción: Esta tesis propone la implementación y evaluación de una estrategia de gestión de energía (EMS) para microrredes eléctricas híbridas, considerando la integración del vector energético hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía para garantizar el respaldo requerido en un sistema eléctrico aislado.

El EMS determina la distribución de potencia entre las fuentes disponibles en un horizonte temporal definido para satisfacer la demanda de carga, considerando restricciones operativas y minimizando una función de costo que considera el costo del consumo de combustible y degradación de la celda de combustible, el electrolizador y las baterías. Se emplea una metodología de búsqueda exhaustiva para encontrar la combinación de parámetros EMS que minimice la función costo.

Se utiliza un caso de estudio para evaluar el EMS propuesto, mediante la comparación de su desempeño en tres esquemas de microrredes eléctricas híbridas basadas en energía fotovoltaica y

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Javier Enrique Solano Martínez y Codirector: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

baterías. Como respaldo se tiene un generador diésel y/o el vector energético hidrógeno (pila de combustible + electrolizador). El análisis económico se realiza en base al costo nivelado de la energía y al costo de operación.

Por último, las simulaciones fueron realizadas en el banco de pruebas de microrredes de los autores (Solano et al., 2020), que ha sido validado por la comunidad científica.

Abstract

Title: Power flow management in hybrid electric microgrids with integration of the hydrogen energy vector*

Author(s): Jesús Joaquín Coronel Sánchez**

Key Words: Power flow management, hybrid electric microgrids, hydrogen energy vector, energy management strategy, isolated microgrid

Description: This thesis proposes the implementation and evaluation of an energy management strategy (EMS) for hybrid electrical microgrids, considering the integration of the hydrogen energy vector as an energy storage system to guarantee the required backup in an isolated electrical system.

The EMS determines power distribution among the available sources in a defined time horizon to satisfy load demand, considering operational restrictions and minimizing cost function that considers the cost of fuel consumption and degradation of the fuel cell, electrolyzer and the batteries. An exhaustive research methodology is used to find the combination of EMS parameters that minimizes the cost function.

A case study is used to evaluate the proposed EMS, by comparing its performance in three hybrid electrical microgrid schemes based on photovoltaic energy and batteries. As backup, there is a diesel generator and/or the hydrogen energy vector (fuel cell + electrolyzer). The economic analysis is performed based on the levelized cost of energy and the cost of operation.

Lastly, the simulations were performed on the authors' microgrids testbed (Solano et al., 2020), which has been validated by the scientific community.

* Degree Work

**Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director: PhD. Javier Enrique Solano Martínez and Co-director: PhD. Gabriel Ordóñez Plata

Introducción

Una microrred eléctrica híbrida es un sistema eléctrico que permite la integración de dos o más fuentes de energías renovables y/o convencionales, con sistema de almacenamiento de energía (ESS), monitorización y control (Rahmani & Fakharian, 2016). Por esta razón, son una alternativa para las redes eléctricas aisladas que con frecuencia dependen de combustibles fósiles (Saito et al., 2009). El costo nivelado de la energía producida mediante fuentes híbridas fotovoltaica-diesel puede ser menor que el de la producida únicamente con generadores diésel; el sistema fotovoltaico disminuye el tiempo de operación del generador diésel, debido a que este último se tiene como respaldo en caso que la generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento no puedan proporcionar la energía eléctrica requerida por la carga (Azoumah et al., 2011). La microrred aprovecha el potencial de las fuentes de energía tanto convencionales como renovables (Rehman et al., 2020).

La naturaleza fluctuante de los recursos de energías renovables y las variaciones de las cargas eléctricas, requieren que la microrred cuente con sistemas de almacenamiento de energía híbridos (HESS), acoplando dos o más tecnologías de almacenamientos de energía eléctrica, con el fin de explotar las características complementarias de cada uno y lograr el rendimiento deseado (Hajiaghahi et al., 2019). Actualmente, las baterías son la opción más común para el almacenamiento a corto plazo, por el contrario, un sistema basado en tecnologías de hidrógeno es adecuado para aplicaciones que se opten a largo plazo, esto debido a su alta densidad de energía (Cau et al., 2014).

La implementación de más de un sistema de almacenamiento o fuentes de energía aumenta la complejidad de la microrred, en términos como: operatividad, degradación de equipos, costos,

eficiencia, entre otros (Shehzad et al., 2019). En este contexto, se requiere el desarrollo de una estrategia de gestión de energía (EMS) que permita, determinar la referencia de despacho para cada fuente en un horizonte temporal definido, considerando las restricciones operativas y minimizando las funciones de costos, consumo de energía y degradación de las mismas (Solano et al., 2020).

Esta investigación, propone la implementación y evaluación de una estrategia de gestión de flujos de potencia, basada en reglas para microrredes eléctricas híbridas aplicado a un caso de estudio. Por ello, se plantean tres configuraciones eléctricas para abastecer la demanda energética: una basada en generación renovable con diésel, la segunda integra generación renovable con el vector energético hidrógeno y una tercera configuración que cuenta como fuente principal la generación diésel con aporte de generación renovable y usando hidrógeno. Además, el análisis económico entre las tres configuraciones se realiza en base al costo nivelado de la energía y al costo de operación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar, implementar y evaluar una estrategia de gestión de flujos de potencia en microrredes eléctricas híbridas con integración del vector energético hidrógeno.

1.2 Objetivos Específicos

Definir e implementar una función de costo de operación que permita evaluar el desempeño de una microrred aislada compuesta por un generador fotovoltaico, baterías, un generador diésel y el vector energético hidrógeno (pila de combustible + electrolizador), y una carga variable.

Diseñar e implementar una estrategia de gestión de flujos de potencia, basada en reglas, para la microrred propuesta.

Evaluar la estrategia propuesta mediante comparación de su desempeño con el de la estrategia presentada en (Solano et al., 2020).

Evaluar para la estrategia propuesta el impacto que tiene la integración del vector energético hidrógeno sobre el costo de operación de la microrred.

2. Gestión de flujos de potencia en microrredes eléctricas híbridas

Para este estudio se analiza configuraciones de una microrred aislada que puede estar compuesta por un generador fotovoltaico, baterías, un generador diésel, el vector energético hidrógeno (pila de combustible + electrolizador) y una carga variable.

Para garantizar un buen rendimiento de la microrred, la EMS determina la distribución de potencia para cada fuente en un horizonte temporal definido que satisfaga la demanda de carga, considerando las restricciones operativas y minimizando funciones de costos de consumo de energía y degradación de fuentes. El problema se escribe en las secciones 2.1 a 2.3.

2.1 Distribución de potencias

La distribución de potencia entre las fuentes y la carga es presentada en (1) e ilustrada en la figura 1.

$$p_{pvp} + p_{gd} + p_{fc} + p_{bat} = p_{load} + p_{el} \quad (1)$$

Donde,

p_{pvp} : Potencia que suministra el generador fotovoltaico.

p_{gd} : Potencia que suministra el generador diésel.

p_{fc} : Potencia que suministra la pila de combustible.

p_{bat} : Potencia de la batería, es negativa cuando se carga y positiva al entregar potencia.

p_{el} : Potencia suministrada al electrolizador.

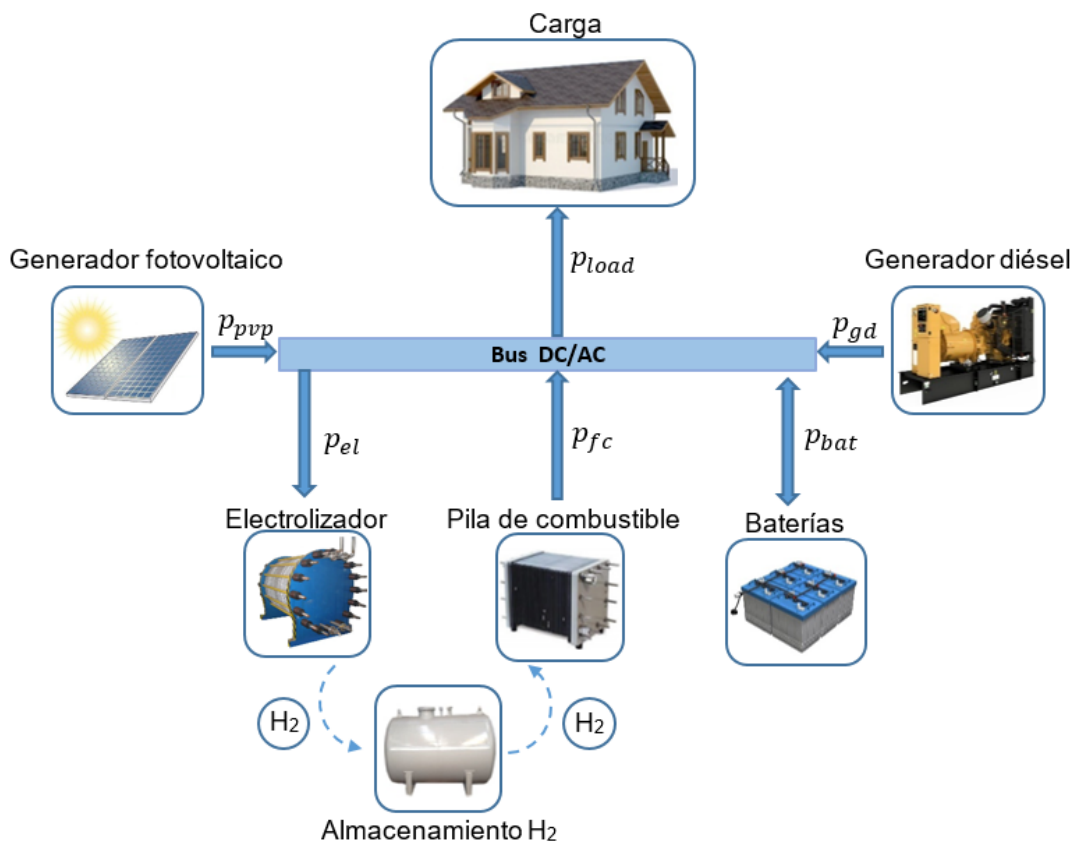
p_{load} : Potencia requerida por la carga variable.

La figura 1, muestra el esquema general de la microrred en estudio. Por un lado, el generador fotovoltaico es la fuente principal de energía eléctrica, su objetivo es alimentar la carga. Es importante aclarar que, al presentarse exceso de energía cuando la generación renovable supera

la demanda, se cuenta con un sistema híbrido que combina las ventajas del almacenamiento de hidrógeno a largo plazo y las baterías a corto y mediano plazo. Sin embargo, en caso que el sistema fotovoltaico no tenga la capacidad de suplir la demanda y las baterías estén en su estado de carga mínimo, se cuenta con fuentes de respaldo de energía eléctrica, entre estos, la generación diésel y la pila de combustible, este último, utiliza el hidrógeno producido por el electrolizador.

Figura 1

Distribución de potencias entre las fuentes y la carga



2.2 Funciones de costos

El análisis económico se realiza en base al costo nivelado de la energía (LCOE) y al costo de operación. Por un lado, el LCOE va ser el indicador económico para evaluar las configuraciones eléctricas que se den para el caso de estudio. Por el contrario, el costo de operación es la función objetivo que busca minimizar la estrategia de gestión de energía.

2.2.1 Costo nivelado de energía LCOE

El LCOE es un indicador que se utiliza para comparar estructura de costos entre varias tecnologías de generación, siendo la relación entre el valor presente neto de los diferentes costos involucrados (costos de inversión y operación) y la generación de electricidad, a lo largo de la vida útil del sistema (Ninad et al., 2020).

$$LCOE = \frac{C_{inv} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{anual_t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (2)$$

Donde C_{inv} es el costo de inversión inicial, C_{anual_t} son los costos anuales en el año t , E_t es la cantidad anual de energía producida en el año t , i es la tasa de interés, T es el tiempo de vida útil del proyecto y t es el tiempo en años.

2.2.2 Costo de operación

En la literatura especializada se pueden encontrar varios modelos de costos. En este trabajo se realiza una selección que incluye, variables eléctricas del sistema, que manejen la misma estructura y su representación sea de manera general.

Los costos operativos del sistema se generan a partir de la suma del costo del combustible empleado por el generador diésel y el costo de degradación referente al electrolizador, la pila de combustible y las baterías; de la siguiente manera:

1. Costo del consumo de combustible diésel

El costo operacional del generador diésel se calcula teniendo en cuenta el consumo de combustible (Jamshidi & Askarzadeh, 2019), presentado en la ecuación (4). Sin embargo, el consumo de combustible del generador diésel, $Q_{gd}(t)$ en litros, se puede modelar en términos de la potencia generada $p_{gd}(t)$ en el tiempo. De los modelos existentes, se ha tomado el presentado en la ecuación (3) (Ameen et al., 2015; Fathy et al., 2020; Gharibi & Askarzadeh, 2019; Mohammed et al., 2015), modelando el consumo de combustible de un generador diésel de manera general.

$$Q_{gd}(t) = a * p_{gdN} + b * p_{gd}(t) \quad (3)$$

Con p_{gdN} como la potencia nominal del generador diésel, a y b son los coeficientes de consumo de combustible, expresados en l/kWh.

$$C_{gd} = c_{ldi} * Q_{gd}(t) \quad (4)$$

Donde c_{ldi} es el costo del combustible en \$/l.

2. Costo de degradación del electrolizador

El encendido / apagado frecuente del electrolizador, provoca una degradación prematura de su vida útil, y es considerado el principal motivo de degradación (Kumar et al., 2020). El costo de degradación del electrolizador, se puede calcular en función del número de arranques efectuados N_{el}^{start} y tiempo de uso que ha estado en funcionamiento t_{el-uso} , como se muestra en la ecuación (5) (Li et al., 2017; Pereira et al., 2015; Rullo et al., 2019).

$$C_{elDEG}(t) = N_{el}^{start} * \frac{C_{el}}{N_{el-vida}} + t_{el-uso} * \frac{C_{el}}{t_{el-vida}} \quad (5)$$

Con C_{el} como el costo de capital del electrolizador, $N_{el-vida}$ es el número de encendidos en su vida útil operativa y $t_{el-vida}$ como el tiempo de vida útil operativa del electrolizador.

3. Costo de degradación de la pila a combustible

Durante la operación, el efecto conocido como corrosión por carbono, es la principal causa de la degradación de la pila a combustible, esto debido a la sobretensión generada en cada evento de encendido y apagado (Kumar et al., 2020; Li et al., 2017; Pereira et al., 2015; Rullo et al., 2019; Valverde et al., 2016; Vivas et al., 2020). El costo de degradación de la FC, se puede calcular en función de número de arranques efectuado por la pila N_{fc}^{start} y el tiempo de uso que ha estado en funcionamiento t_{fc-uso} , como se muestra en la ecuación (6) (Li et al., 2017; Pereira et al., 2015; Rullo et al., 2019)

$$C_{fcDEG}(t) = N_{fc}^{start} * \frac{C_{fc}}{N_{fc-vida}} + t_{fc-uso} * \frac{C_{fc}}{t_{fc-vida}} \quad (6)$$

Con C_{fc} como el costo de capital de la pila de combustible, $N_{fc-vida}$ es el número de encendidos en su vida útil operativa y $t_{fc-vida}$ como el tiempo de vida útil operativa de la FC.

4. Costo de degradación de las baterías

$\Delta_{bat}(t)$ es la función de degradación de la batería, que depende del SOC y de la dinámica de potencia $g(i_{bat})$ (Babazadeh et al., 2014; Depature et al., 2016).

$$\Delta_{bat}(t) = \frac{1}{3600 * 15 * 10^3 * Q_{bat-rat}} \int_0^t |f(SOC_{bat}) * g(i_{bat}) * i_{bat}(t)| dt \quad (7)$$

Con

$$f(SOC_{bat}) = 1 + 3.25(1 - SOC_{bat})^2 \quad (8)$$

$$\begin{cases} g(i_{bat}) = 1 + 0.45 \frac{i_{bat}(t)}{i_{bat-nom}} & \text{if } i_{bat}(t) \geq 0 \\ (i_{bat}) = 1 + 0.45 \frac{|i_{bat}(t)|}{i_{bat-nom}} & \text{if } i_{bat}(t) < 0 \end{cases} \quad (9)$$

Dónde $Q_{bat-rat}$ e $i_{bat}(t)$ son la capacidad (Ah) y la corriente (A) de la batería. El costo operacional de las baterías se puede calcular según ecuación (10), con $E_{bat-rat}$ como la energía nominal de las baterías (kWh) y B_{cost} como el costo de las baterías por unidad de energía (USD /kWh).

$$C_{bat_{DEG}}(t) = E_{bat-rat} * B_{cost} * \Delta_{bat}(t) \quad (10)$$

Finalmente, la función objetivo de costo total se puede definir como la suma de los costos mencionados anteriormente.

$$C_{total} = C_{gd} + C_{el_{DEG}}(t) + C_{fc_{DEG}}(t) + C_{bat_{DEG}}(t) \quad (11)$$

2.3 Restricciones operativas

La solución de distribución de potencias está sujeta a las restricciones presentadas a continuación:

1. Sistema fotovoltaico:

La restricción de operación del sistema fotovoltaico se muestra en la ecuación (12), donde: $p_{pvp}(t)$ es la potencia entregada por el sistema FV y $p_{pvp_{max}}$ es la potencia máxima, depende del sistema en sí y de las variaciones del clima.

$$0 \leq p_{pvp}(t) \leq p_{pvp_{max}} \quad (12)$$

2. Generador diésel:

El generador diésel es el sistema de respaldo en caso que el sistema fotovoltaico no tenga la capacidad de suplir la demanda y el ESS esté en el límite inferior de carga; los generadores diésel no pueden operar en condiciones de carga baja, ni exceder la carga máxima durante tiempo prolongado, siendo contraproducente para la vida útil del motor (Freitas & Rüther, 2020). La operación está restringida según los valores de potencia mínima $p_{gd_{min}}$ y máxima $p_{gd_{max}}$, como se muestra en la ecuación (13).

$$p_{gd_{min}} \leq p_{gd}(t) \leq p_{gd_{max}} \quad \text{o} \quad p_{gd}(t) = 0 \quad (13)$$

3. Electrolizador:

En el electrolizador, $p_{el_{min}}$ es la potencia mínima requerida para dar inicio a la reacción de electrólisis (Vivas et al., 2017), y $p_{el_{max}}$ es la potencia máxima de operación para evitar que se produzca sobretensión en los electrodos del electrolizador (Kumar et al., 2020).

$$p_{el_{min}} \leq p_{el}(t) \leq p_{el_{max}} \quad (14)$$

4. Pila a combustible:

Si la pila a combustible opera con una potencia por debajo de $p_{fc_{min}}$, sería ineficiente (Ameur & Benalia, 2019; Gao et al., 2009), pues, $p_{fc_{max}}$ es la potencia máxima que puede producir FC (Jamshidi & Askarzadeh, 2019), siendo constante, y depende del sistema en sí.

La ecuación (15) representa el rango de operación de la pila a combustible.

$$p_{fc_{min}} \leq p_{fc}(t) \leq p_{fc_{max}} \quad (15)$$

5. Batería:

Dado que la vida útil de la batería se reduce debido a los ciclos de carga y descarga, es ideal mantener el estado de carga dentro de un rango de seguridad ($SOC_{bat_{min}}$ – $SOC_{bat_{max}}$) (Yallamilli et al., 2018; Zhao et al., 2013). La ecuación (16) representa el rango de operación de la batería.

$$SOC_{bat_{min}} \leq SOC_{bat}(t) \leq SOC_{bat_{max}} \quad (16)$$

$$-p_{bat_{max_1}} \leq p_b(t) \leq p_{bat_{max_2}} \quad (17)$$

Respecto a la ecuación (17), $p_{bat_{max_1}}$ y $p_{bat_{max_2}}$ son los límites de potencia del banco de baterías de descarga y carga respectivamente.

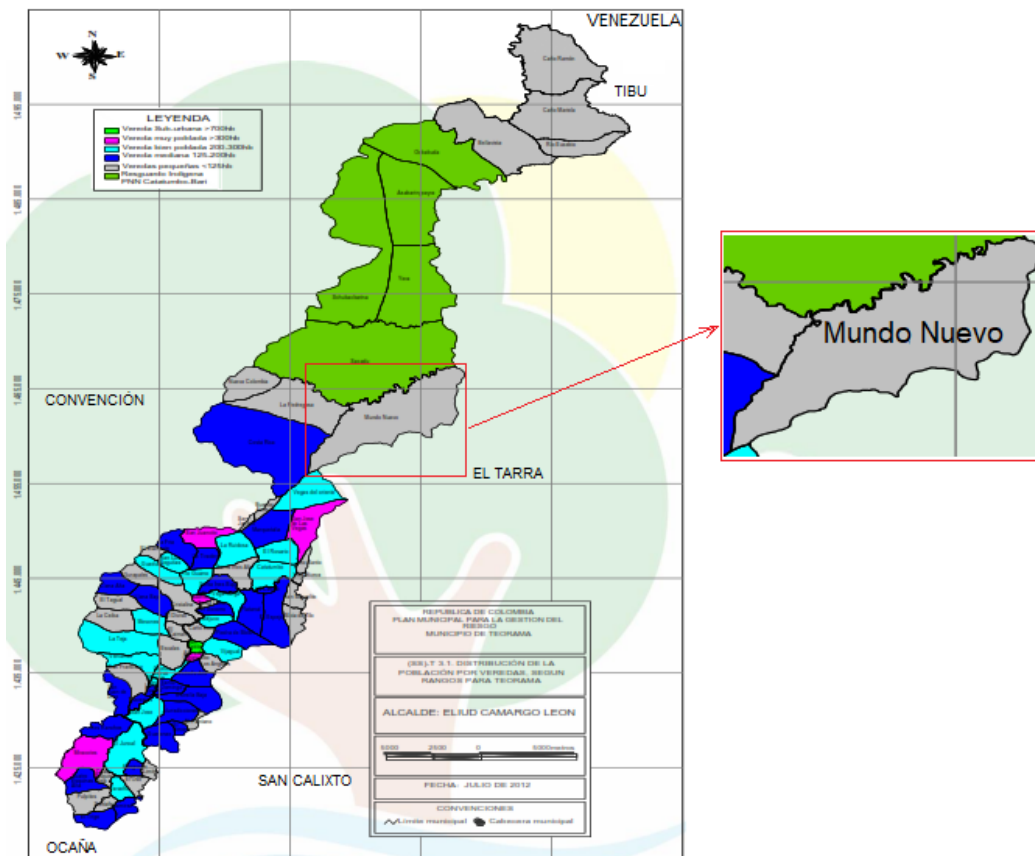
3. Caso de estudio

Con la finalidad de aplicar la estrategia de gestión de energía, se seleccionó una región no interconectada. La comunidad de estudio está conformada por 45 familias y se encuentra ubicada en la vereda Mundo Nuevo, localizada en el municipio de Teorama, en el departamento del Norte de Santander, Colombia.

La región se encuentra distanciada aproximadamente a 64 km de la cabecera urbana, es de difícil acceso, desplazamiento en motocicleta alrededor de 5 horas.

Figura 2

Región seleccionada para aplicar la estrategia de gestión de energía



Nota: Plan de desarrollo municipal de Teorama 2020-2023.

3.1 Datos meteorológicos

Para definir los datos meteorológicos, el primer paso fue ubicar geográficamente la vereda Mundo Nuevo. La información de las coordenadas geográficas se obtuvo de la base de datos de la NASA en la aplicación en línea (NASA, n.d.), obteniendo la ubicación [Latitud 8.7295, longitud -73.1136, altura 695 m]. Luego, con la información geográfica y la herramienta en línea PVgis se obtiene la irradiancia G [W/m^2] y la temperatura ambiente Ta [$^{\circ}C$]. Para efectos de esta investigación se tomaron los datos de día promedio de julio.

En la Tabla 1 se referencia la irradiación diaria promedio por mes, la figura 3 y 4 muestra la curva de irradiancia y temperatura media diaria generada por PVgis, esto tanto del lugar determinado, así como el mes seleccionado.

Figura 3

Perfil de irradiancia media diaria

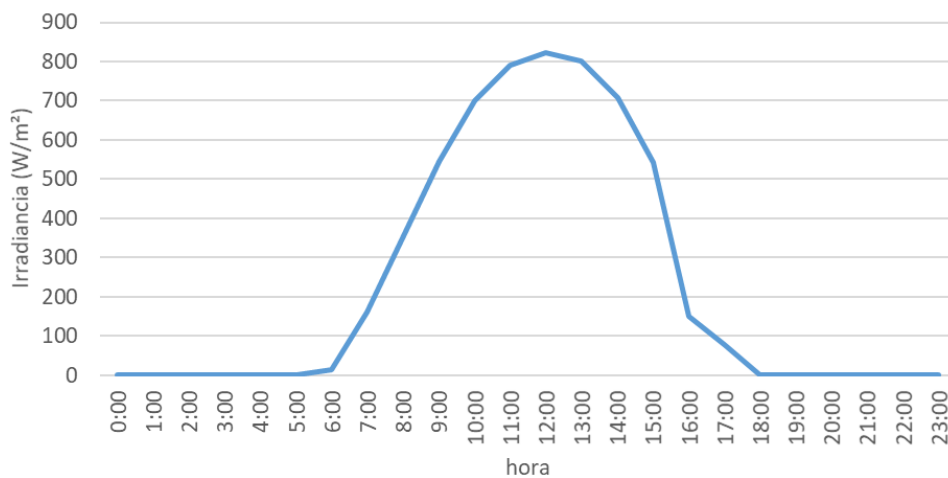
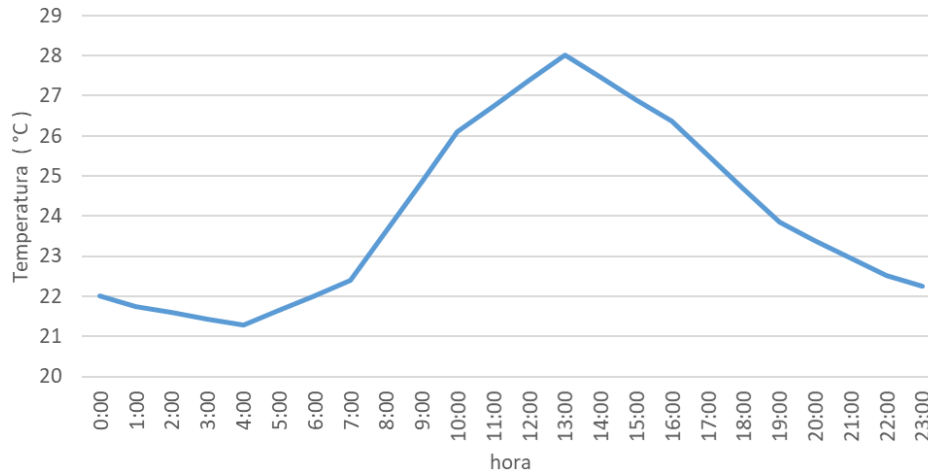


Figura 4*Perfil de temperatura media diaria***Tabla 1***Irradiación día por mes, vereda Mundo Nuevo*

Vereda Mundo Nuevo	Irradiación (kWh/m ² día)
Enero	5.36
Febrero	5.56
Marzo	4.96
Abril	4.61
Mayo	4.84
Junio	5.05
Julio	5.35
Agosto	5.36
Septiembre	5.29
Octubre	4.89

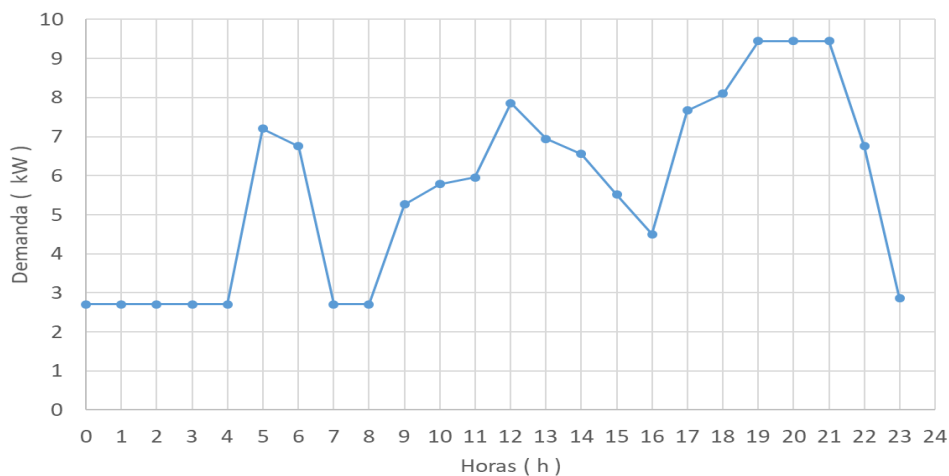
Noviembre	4.48
Diciembre	4.95
Promedio Anual	5.06

3.2 Demanda de energía eléctrica

Dado que el caso de estudio es en una región no interconectada, el perfil de demanda se tomó de (UPME, 2016b, 2019), estableciendo lo siguiente: los sitios con agrupaciones de viviendas superiores a 25 y que estén por fuera del área de influencia de las redes de MT y BT, son poblaciones susceptibles para la instalación de microrredes aisladas. Para su diseño se tendrá en cuenta un consumo de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar, para alturas menores a 1000 msnm el consumo corresponde a 90 kWh/mes o 3 kWh/día por vivienda. La figura 5 muestra el perfil de demanda diario implementado, para solución aislada de 45 viviendas y altura menor a 1000 msnm.

Figura 5

Perfil de demanda

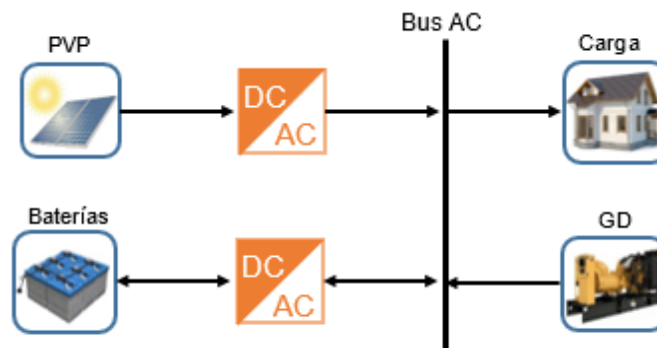


3.3 Esquema de la microrred

En el caso estudio se analizaron tres esquemas de microrredes híbridas, siendo el primero conformado por un generador fotovoltaico, un generador diésel como respaldo, un sistema de almacenamiento por baterías y la carga. El segundo dispone de un generador fotovoltaico, una pila de combustible como respaldo, con almacenamiento por baterías eléctricas y producción de hidrógeno y la carga. Y el tercer esquema cuenta con generación diésel como fuente principal, apoyado con generación fotovoltaica y una pila de combustible. Lo anterior está representado en las figuras 6, 7 y 8, respectivamente.

Figura 6

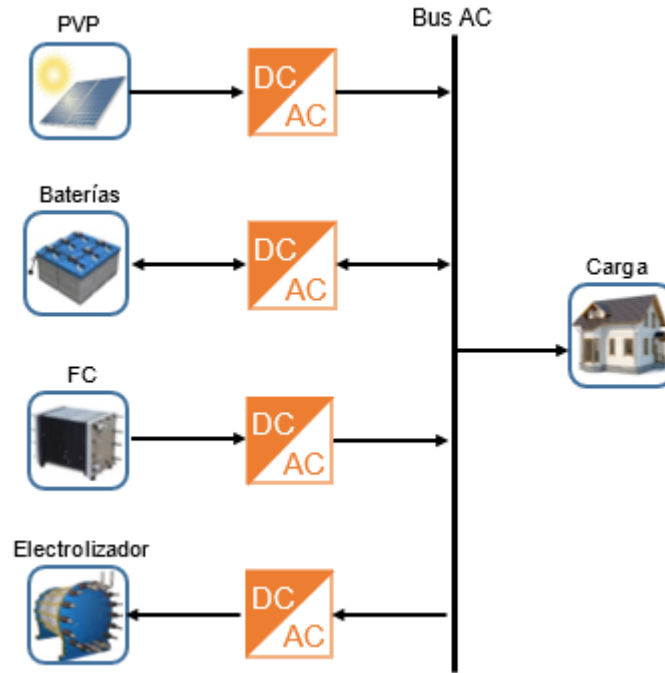
Microrred con generación renovable y generador diésel como respaldo



Nota. Adaptado de (Solano et al., 2020).

Figura 7

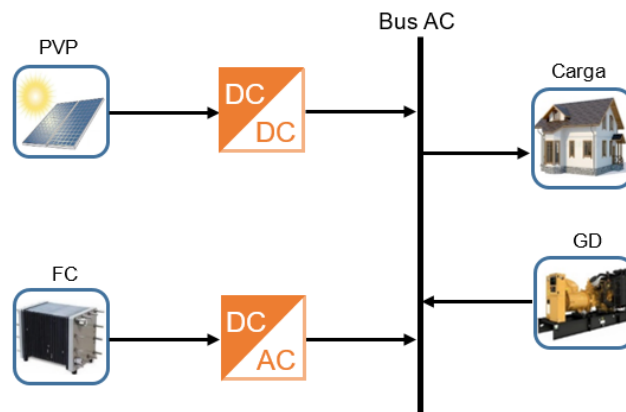
Microrred con generación renovable y vector energético hidrógeno.



Nota. Adaptado de (Solano et al., 2020).

Figura 8

Microrred GD-PFV-FC.



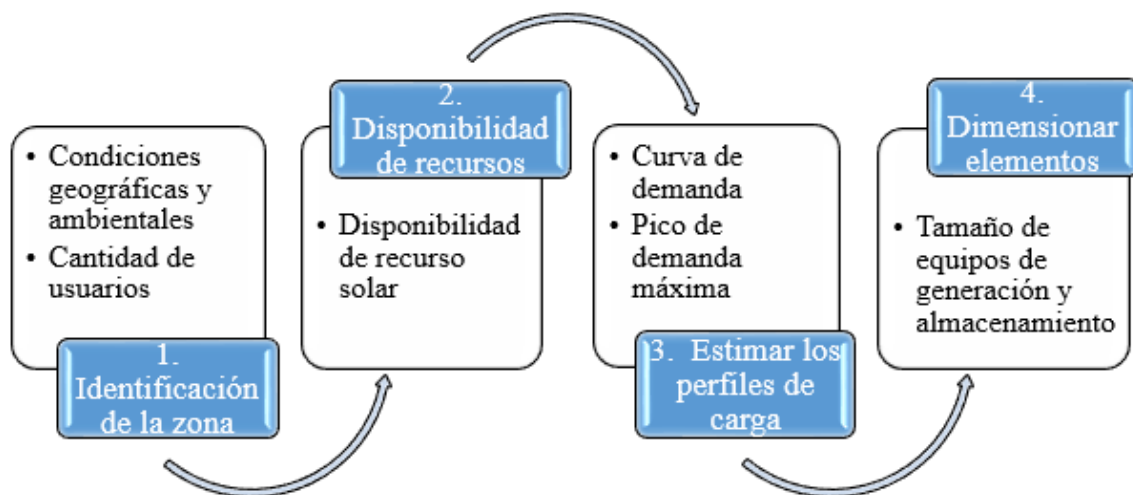
Nota. Adaptado de (Solano et al., 2020).

3.4 Selección y dimensionamiento de componentes de la microrred

Para el caso de estudio se utilizó una metodología bastante simple para dimensionar los elementos de la microrred, debido a que el objeto del estudio es la gestión de energía. Esta metodología es la empleada en la tesis de (Quintero, 2019), está compuesta de 4 etapas como se muestra en la figura 9. Siendo la primera etapa la información relevante de la zona de estudio, en la segunda etapa se obtiene información de los recursos naturales disponibles en la zona, en la tercera se estima el perfil de carga y la cuarta etapa corresponde al dimensionamiento de los elementos de la microrred.

Figura 9

Metodología de dimensionamiento de la microrred



Las tablas 2 a 4 presentan la información de las 3 primeras etapas, de hecho, hacen parte del insumo para la etapa del dimensionado. Para el sistema fotovoltaico y las baterías se utilizaron las ecuaciones de las referencias (Llerena et al., 2020; Tavares & Galdino, 2014). Por otro lado, el generador diésel y la pila de combustible, son unidades de respaldo seleccionados de acuerdo con

el pico de demanda máxima del caso de estudio. El electrolizador se selecciona de acuerdo a la cantidad de hidrógeno que se requiere producir para atender la operación de la pila de combustible cuando esta atiende la demanda.

Tabla 2

Información de la zona de estudio

Eta 1. identificación de la zona	
Localización	Vereda Mundo Nuevo, municipio de Teorama (N. STD)
Condiciones geográficas	[Latitud 8.7295, longitud -73.1136]
Temperatura media diaria	24 °C
Cantidad de usuarios	45

Tabla 3

Información del recurso solar

Eta 2. disponibilidad de recurso solar												
Horas de sol pico del mes crítico												
4.48 h												
Perfil de irradiancia diaria												
Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
W/m ²	0	0	0	0	0	0	14.8	161.3	356.9	544.0	700.0	792.0
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
W/m ²	821.4	800.3	707.7	541.7	149.0	79.4	1.4	0	0	0	0	0

Tabla 4*Información de la carga*

Etapa 3. estimar los perfiles de carga												
Demanda de energía												
135 kWh/día												
Pico de demanda máxima												
9.5 kW												
Perfil de demanda diaria												
Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
kW	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	7.2	6.8	2.7	2.7	5.3	5.8	6.0
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
kW	7.9	7.0	6.6	5.5	4.5	7.7	8.1	9.5	9.5	9.5	6.8	2.9

La tabla 5 muestra el dimensionamiento en cada configuración. Las configuraciones a estudiar son las siguientes:

C1 - PFV-BAT-GD.

C2 - PFV-BAT-FC-EL.

C3 – GD-PFV-FC.

Tabla 5*Dimensionamiento en cada configuración*

Componente	Característica	Unidades x configuración		
		C1	C2	C3
<i>PFV</i>	330 W	68	110	17
<i>BAT</i>	12 V, 350 Ah	20	20	0
GD	10 kW	1	0	1
EL	4 kW	0	0	0
FC	10 kW	0	1	0
FC	3 kW	0	0	1

4. Estrategia de gestión de energía

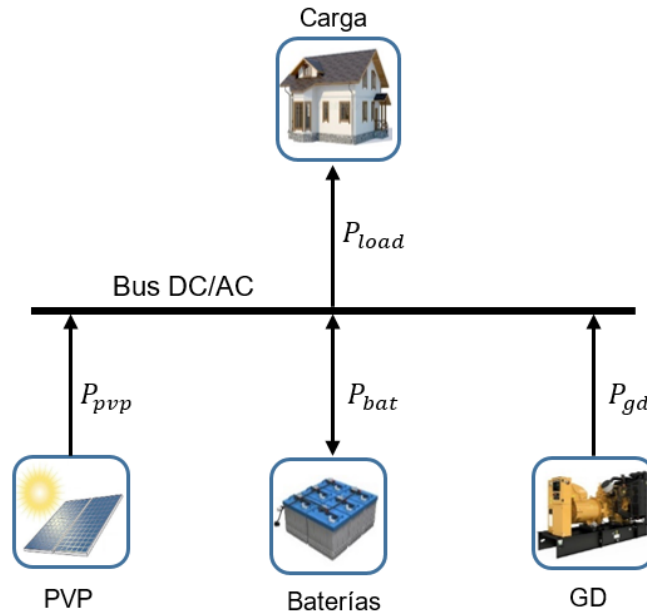
En esta sección se presenta la estrategia de gestión energía para cada configuración, basada en reglas y definidas en los estados de carga, donde se determinan los flujos de potencia entre las fuentes y la carga. En la sección 4.1 se detalla la estrategia empleada al sistema fotovoltaico-batería-diésel, la sección 4.2, se enfoca en la configuración fotovoltaico-batería-pila de combustible-electrolizador, por último, en la sección 4.3, se presenta la configuración generador diésel-fotovoltaico-pila de combustible. Por otro lado, la sección 4.4 muestra la metodología empleada para la búsqueda de los mejores parámetros EMS.

4.1 EMS para el sistema fotovoltaico, batería, y generador diésel

El generador fotovoltaico es la fuente principal de energía eléctrica, el sistema de almacenamiento es por batería, en esta estrategia las baterías garantizan el balance de potencia en primera instancia, su rango operativo está sujeto a límites de estado de carga ($SOC_{bat_{max}}$ y $SOC_{bat_{min}}$), como respaldo se cuenta con un generador diésel.

Figura 10

Distribución de potencias en la configuración PVP-BAT-GD.



Si la generación renovable P_{pvp} supera la demanda P_{load} , el exceso de energía eléctrica se almacena en el banco de baterías, cuando las baterías alcanzan su estado de carga máximo $SOC_{bat_{max}}$, la EMS reduce la salida del sistema de generación de renovable P_{pvp} para satisfacer solo la demanda de carga.

Si la demanda P_{load} supera la generación renovable P_{pvp} , el déficit de energía eléctrica es suplido en primera instancia por las baterías con P_{bat} , cuando las baterías llegan a un estado de carga mínimo $SOC_{bat_{min}}$, se pone en marcha el generador diésel aportando una potencia P_{gd} requerida para satisfacer solo la demanda de carga.

El siguiente algoritmo describe la estrategia de despacho utilizada.

Algoritmo 1: EMS PVP-BAT-GD**Resultado:** Definir: P_{bat} , P_{gd} , P_{pvps} Leer parámetros EMS: $SOC_{bat_{max}}$, $SOC_{bat_{min}}$ Leer medidas: P_{pvps} , P_{load} , SOC_{bat}

```

if  $P_{pvps} > P_{load}$  then
  if  $SOC_{bat} < SOC_{bat_{max}}$  then
     $P_{pvps} = P_{pvps}$ 
     $P_{bat} = P_{load} - P_{pvps}$ 
     $P_{gd} = 0$ 
  else
     $P_{pvps} = P_{load}$ 
     $P_{bat} = 0$ 
     $P_{gd} = 0$ 
  end
else
  if  $SOC_{bat} > SOC_{bat_{min}}$  then
     $P_{pvps} = P_{pvps}$ 
     $P_{bat} = P_{load} - P_{pvps}$ 
     $P_{gd} = P_{load} - P_{pvps} - P_{bat}$ 
  else
     $P_{pvps} = P_{pvps}$ 
     $P_{bat} = 0$ 
     $P_{gd} = P_{load} - P_{pvps} - P_{bat}$ 
  end
end

```

4.2 EMS para la configuración generador fotovoltaico, batería, pila de combustible y electrolizador

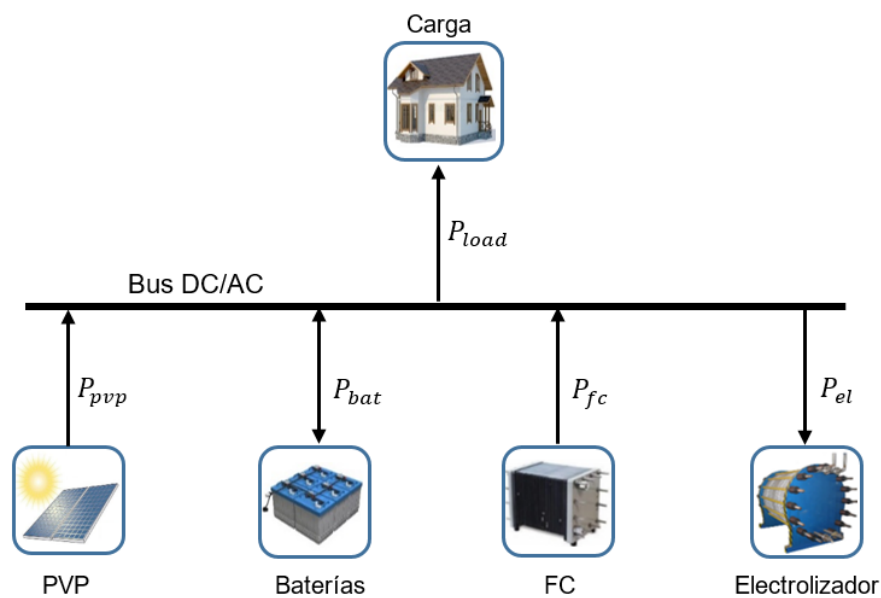
Esta configuración es un caso académico y su aplicación se dará en un largo plazo, esto si se cumplen requisitos fundamentales, tales como: la reducción en el costo de las tecnologías asociadas al hidrógeno, mejoras en rendimiento, economías de escala y políticas de apoyo, cumpliendo estos, podría ser posible su implementación.

En el esquema eléctrico representado en la figura 11, el generador fotovoltaico es la fuente principal de energía eléctrica, en esta estrategia, en caso que el sistema fotovoltaico no tenga la capacidad de suplir la demanda, las baterías garantizan el equilibrio energético en primera instancia y como fuente de respaldo se cuenta con una pila de combustible, que utiliza el hidrógeno producido por el electrolizador. Sin embargo, si la generación supera la demanda, el exceso de energía eléctrica se utiliza primero para la producción de hidrógeno, esto como prioridad en lugar de las baterías. Además, el funcionamiento de las baterías, el electrolizador y la pila de combustible vendrán dados por los límites máximos y mínimos de los estados de carga.

El sistema de almacenamiento de hidrógeno tiene la capacidad de 11.3 kg, se establecen los límites de estado de carga $SOC_{h2_{max}}$ y $SOC_{h2_{min}}$ del 95% y 20%, respectivamente, garantizando autonomía de un día.

Figura 11

Distribución de potencias en la configuración PVP-BAT-FC-EL



Si la generación renovable P_{pvp} supera la demanda P_{load} , el exceso de energía eléctrica se utiliza primero para la producción de hidrógeno por medio del electrolizador; si el tanque de almacenamiento de hidrógeno llega a su estado de carga máximo $SOC_{h2_{max}}$, se detiene el funcionamiento del electrolizador, pasando a cargar el banco de baterías, cuando alcanzan su estado de carga máximo $SOC_{bat_{max}}$, la EMS reduce la salida del sistema de generación de renovable P_{pvp} para satisfacer solo la demanda de carga.

Si la demanda P_{load} supera la generación renovable P_{pvp} , el déficit de energía eléctrica es suplido en primera instancia por las baterías con P_{bat} , cuando las baterías llegan a un estado de carga mínimo $SOC_{bat_{min}}$, se pone en marcha la pila de combustible, aportando una potencia P_{fc} requerida para satisfacer la demanda de carga, siempre y cuando el nivel de hidrógeno en el tanque de almacenamiento este por encima de su estado de carga mínimo $SOC_{h2_{min}}$.

El banco de baterías responde de manera instantánea ante las variaciones de potencia presentadas entre las cargas y las fuentes de energía eléctrica.

El siguiente algoritmo describe la estrategia de despacho utilizada.

Algoritmo 2: EMS PVP-BAT-FC-EL**Resultado:** Definir: $P_{bat}, P_{fc}, P_{el}, P_{pvps}$ Leer parámetros EMS: $SOC_{bat_{max}}, SOC_{bat_{min}}, SOC_{h2_{max}}, SOC_{h2_{min}}, P_{el_{max}}, P_{fc_{max}}$ Leer medidas: $P_{pvp}, P_{load}, SOC_{bat}, SOC_{h2}$

```

if  $P_{pvp} > P_{load}$  then
  if  $SOC_{h2} < SOC_{h2_{max}}$  then
     $P_{pvps} = P_{pvp}$ 
     $P_{el} = \min(P_{el_{max}}, P_{load} - P_{pvps})$ 
     $P_{fc} = 0$ 
  else
    if  $SOC_{bat} < SOC_{bat_{max}}$  then
       $P_{pvps} = P_{pvp}$ 
       $P_{el} = 0$ 
       $P_{fc} = 0$ 
    else
       $P_{pvps} = P_{load}$ 
       $P_{el} = 0$ 
       $P_{fc} = 0$ 
    end
  end
else
  if  $SOC_{bat} > SOC_{bat_{min}}$  then
     $P_{pvps} = P_{pvp}$ 
     $P_{el} = 0$ 
     $P_{fc} = 0$ 
  else
    if  $SOC_{h2} > SOC_{h2_{min}}$  then
       $P_{pvps} = P_{pvp}$ 
       $P_{el} = 0$ 
       $P_{fc} = \min(P_{fc_{max}}, P_{load} - P_{pvps})$ 
    else
       $P_{pvps} = P_{pvp}$ 
       $P_{el} = 0$ 
       $P_{fc} = 0$ 
    end
  end
end
 $P_{bat} = P_{load} - P_{pvps} - P_{fc} + P_{el}$ 

```

4.3 EMS para la configuración generador diésel, pila de combustible y generador fotovoltaico

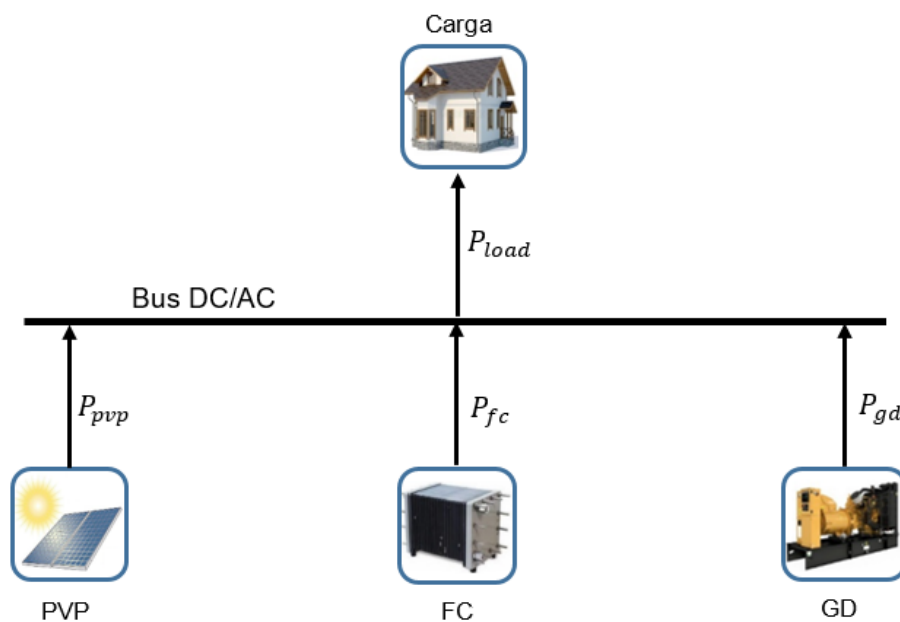
Esta configuración es un caso académico, es utilizada para la aplicación de la estrategia presentada en (Solano et al., 2020).

En el esquema eléctrico representado en la figura 12, el generador diésel es la fuente principal de energía eléctrica, en esta estrategia, el sistema fotovoltaico y la pila de combustible suplen parte de la demanda de carga, reduciendo el uso de combustible del generador diésel y, por tanto, las emisiones de gases contaminantes asociadas a su uso.

En esta configuración, el hidrógeno verde utilizado por la pila de combustible no es producido en la microrred, por consiguiente, se tendrá en cuenta el costo de consumo del mismo.

Figura 12

Distribución de potencias en la configuración GD-FC-PVP



La estrategia de despacho da prioridad a la entrega de potencia P_{pvps} por parte del conjunto fotovoltaico. La pila de combustible aporta una potencia P_{fc} que es un porcentaje de la potencia que falta cubrir de la carga. Además, el generador diésel proporciona la potencia P_{gd} que las otras fuentes no suministran.

El siguiente algoritmo describe la estrategia de despacho utilizada.

Algoritmo 3: EMS GD-FC-PVP

Resultado: Definir: P_{gd}, P_{fc}

Leer parámetros EMS: $P_{fc_{max}}$

Leer medidas: P_{pvps}, P_{load}

$$P_{fc} = \min\left(P_{fc_{max}}, \frac{k}{100}(P_{load} - P_{pvps})\right)$$

$$P_{gd} = P_{load} - P_{pvps} - P_{fc}$$

4.4 Búsqueda de mejores parámetros EMS

La metodología para determinar los mejores parámetros es la empleada en la tesis de maestría de (Mendoza, 2021), basada en “búsqueda exhaustiva”, debido a que la combinatoria de los parámetros de la EMS no es elevada y es sencillo de implementar en un algoritmo. A continuación, se describe en detalle la metodología empleada.

En primer lugar, el algoritmo de búsqueda exhaustiva, hace un barrido con todas las combinaciones de los parámetros EMS que se deseen evaluar.

Posteriormente, se establece el conjunto de parámetros EMS que se deseen evaluar: $P_{EMS} = [A, B, C, \dots]$, cada uno de ellos, es un subconjunto formado por un número predeterminado de elementos x_i , igualmente espaciados en el intervalo (L_i, L_s) , que son los límites inferior y superior, donde es recomendable mantenerse. Sin embargo, x_i podría ser diferente para cada parámetro.

$$A = [a_{L_i}, \dots, a_{L_s}]$$

$$B = [b_{Li}, \dots, b_{Ls}]$$

$$C = [c_{Li}, \dots, c_{Ls}]$$

Así la búsqueda exhaustiva debe considerar el número de combinaciones de parámetros EMS y simulaciones N_S , dado por la ecuación (18).

$$N_S = \prod_{i=1}^m x_i \quad (18)$$

Donde m es el número total de parámetros.

En segundo lugar, a cada una de esas combinaciones se evalúa la distribución de potencia entre las fuentes y la carga, a través de la simulación.

Luego, para cada simulación se obtiene un valor de costo total, seleccionando el conjunto de parámetros que proporcionen el menor costo total.

La metodología es implementada en el software Matlab, por medio de un algoritmo que tiene una estructura de control iterativa, combinando en cada iteración los parámetros cuya variación puede afectar de manera significativa al resultado de la función objetivo y mantiene constante los demás parámetros. Adicionalmente, el algoritmo en cada iteración suministra un grupo de parámetro y da inicio a la simulación de la distribución de potencia entre las fuentes y la carga, obteniendo como resultado un valor de costo total, que es almacenado en una matriz. Al final de todas las iteraciones, se selecciona el conjunto de parámetros que proporcionen el menor costo total que fue almacenado en dicha matriz.

5. Resultados

Esta sección presenta los resultados obtenidos al implementar una estrategia de gestión de flujos de potencia, basada en reglas, para microrredes eléctricas híbridas, considerando la integración del vector energético hidrógeno, y aplicado al caso de estudio de la sección 3.

Para el caso de estudio, se ha propuesto tres configuraciones eléctricas para abastecer la demanda energética de la vereda “Mundo Nuevo” ubicada en el municipio de Teorama, en el departamento del Norte de Santander, Colombia.

En cada configuración se ha implementado una estrategia de gestión de energía, definidas en función de los estados de carga, donde, los parámetros de optimización están determinados en los límites máximo y mínimo para el estado de carga de la batería. Lo anterior, debido a que al variar esos límites se afecta de manera significativa al resultado de la función objetivo.

Dentro de los resultados se destaca lo siguiente: por un lado, la búsqueda de los mejores parámetros EMS al aplicar la metodología de la sección 4.3; segundo, el resultado de las estrategias de gestión de energía, partiendo del conjunto de parámetros seleccionados.

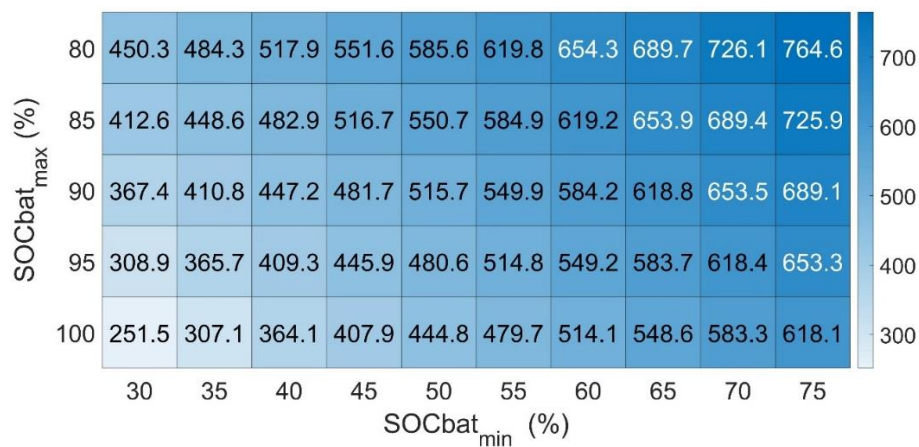
5.1 Búsqueda de parámetros para configuración PVP-BAT-GD

En esta configuración se tiene como fuente principal un campo fotovoltaico de 68 paneles de 330 W de fabricante Seraphim con referencia SRP-6PA-330, mientras que el generador diésel es un Yorking YDE12TD de $P_{gd} = 10$ kW. Adicionalmente, el SAE es un banco de baterías, cada una corresponde al fabricante BAE Batterien GmbH con su modelo BAE Secura 5 PVS 350, estas son de ciclo profundo y especial para instalaciones de energías renovables, de características 12V con capacidad nominal de 350 Ah. Por último, la demanda es un grupo de 45 viviendas que a lo largo del día corresponde a 135 kWh de consumo eléctrico.

De acuerdo a lo expuesto, para decidir cuál es el estado de carga máximos y mínimos de las baterías, se utiliza la metodología de búsqueda que se presenta en la sección 4.3; la figura 13 es un mapa de calor que representa los resultados de aplicar la misma en la configuración.

Figura 13

Mapa de calor del costo total en base a la variación de los límites de estado de carga de la batería.



Nota. Todos los valores son dados en USD

Para esta configuración, el menor costo total para suplir el perfil de carga en un periodo de 30 días, se tiene con $SOC_{bat_{max}}$ y $SOC_{bat_{min}}$ del 100% y 30%, respectivamente. Sin embargo, se puede observar que el costo total tiende a disminuir a mayor sea la profundidad de descarga del banco de baterías, lo cual era de esperarse, pues minimiza la participación del generador diésel, que representa el mayor costo de operación.

5.2 Búsqueda de parámetros para las configuraciones con tecnología de hidrógeno.

Teniendo en cuenta que las simulaciones duran mucho tiempo y las configuraciones con tecnología de hidrógeno son un caso hipotético, además, la pila de combustible y los electrolizadores son tecnologías costosas y actualmente en fase de desarrollo; es indispensable

considerar los mismos valores de los límites de estado de carga de la batería, encontrados para configuración PVP-BAT-GD.

Referente a los límites de estado de carga del almacenamiento de hidrógeno, se establecen $SOC_{h2_{max}}$ y $SOC_{h2_{min}}$ del 95% y 20%, respectivamente; garantizando una autonomía de 1 día con el sistema de almacenamiento de hasta 11.3 kg de hidrógeno.

5.3 Validación de la EMS para la configuración PVP-BAT-GD

La información característica de la zona de estudio presentada en la sección 3, al igual que la presentada en el numeral 5.2; se emplean como insumo para realizar las simulaciones de la estrategia de gestión de energía. A continuación, se valida la EMS, en un horizonte temporal de 24 horas.

En la figura 14 se presenta la distribución de potencia de la EMS, se puede observar que, en las primeras horas de la madrugada, mientras no hay generación por parte del sistema fotovoltaico, el banco de baterías garantiza el balance de potencia en la primera instancia. Sin embargo, luego de 2.4 h las baterías llegan a su estado de carga mínimo $SOC_{bat_{min}}$ de 30%; en esta situación, la EMS pone en marcha el generador diésel, provisionando la carga hasta las 7 am, instante donde, la generación renovable P_{pvp} supera la demanda P_{load} , a partir de esa hora la generación renovable cubre esta, y el exceso de energía que se presenta, es almacenado en el banco de baterías, aumentando su estado de carga. Adicionalmente, en horas de la tarde, alrededor de las 16 horas se observa que el estado de carga de las baterías llegan a su límite superior $SOC_{bat_{max}}$ de 100%, alrededor de esa hora, la demanda P_{load} supera la generación renovable P_{pvp} , el déficit de energía eléctrica es suplido en primera instancia por las baterías hasta terminar el día, manteniendo

un estado de carga por encima $SOC_{bat_{min}}$, que permite un respaldo en la carga cuando se comience un nuevo ciclo de operación.

Al finalizar el día, se observa que el estado de carga se mantuvo entre los límites $SOC_{bat_{max}}$ y $SOC_{bat_{min}}$, establecidos como el 100% y 30%, respectivamente. Después de las 24 horas se observa, que la estrategia descrita se sigue manteniendo, respetando los límites de estado de carga y el balance de potencia, por lo anterior la estrategia funcionó correctamente.

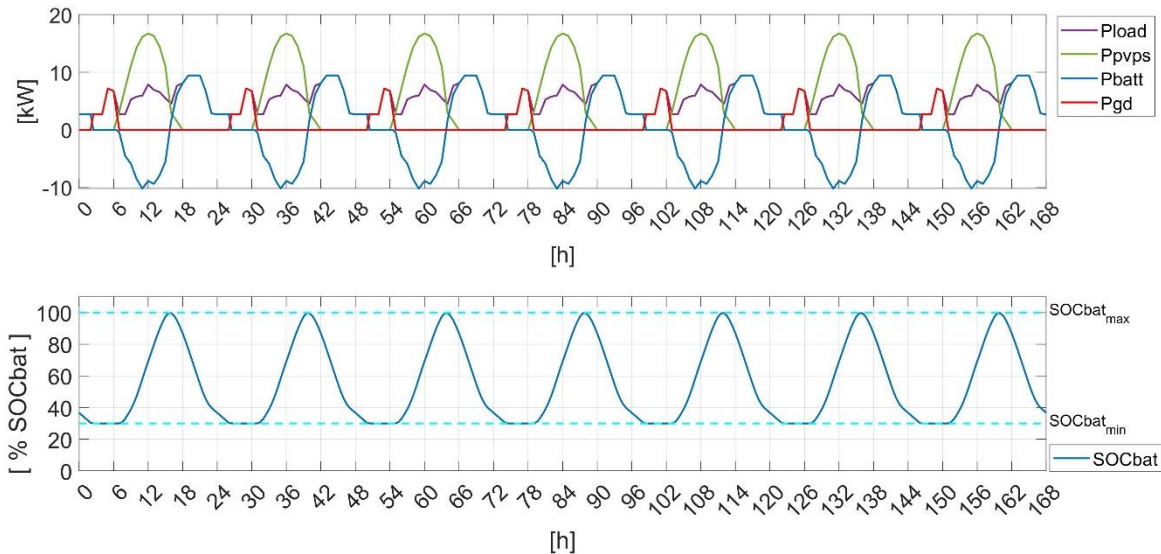
Tabla 6

Parámetros de la configuración PVP-BAT-GD

Parámetro	Valor
<i>PFV</i> (330 kWp)	68
GD (10 kW)	1
BAT (12V-350)	20
$SOC_{bat_{max}}$ (%)	100
$SOC_{bat_{min}}$ (%)	30

Figura 14

Distribución de flujos de potencias PV-Diésel-Batería.



5.4 Validación de la EMS para la configuración PVP-BAT-FC-EL

En la figura 15 se presenta la distribución de potencia de la EMS, se puede observar que, en las primeras horas de la madrugada, mientras no hay generación por parte del sistema fotovoltaico, el banco de baterías garantiza el balance de potencia en la primera instancia. Sin embargo, luego de 2.4 h las baterías llegan a su estado de carga mínimo $SOC_{bat_{min}}$ de 30%; en esta situación, la EMS pone en funcionamiento la pila de combustible, proporcionando el flujo de potencia que requiere la demanda. Por otro lado, durante el tiempo de funcionamiento de la FC, se observa como descende el nivel de almacenamiento de hidrógeno. Alrededor de las 7am, la generación renovable P_{pvps} supera la demanda P_{load} , en estas condiciones se desactiva la FC y la demanda es cubierta por el recurso renovable, el exceso de energía que se presenta es utilizado primero para la producción de hidrógeno como prioridad en lugar de las baterías; cerca de las 7.3 horas, la potencia desviada al electrolizador excede su potencia máxima de operación, en esta situación, parte del exceso de energía se almacena en el banco de baterías.

En horas de la tarde, luego de 13.3 horas de funcionamiento, el banco de baterías alcanza su estado de carga máximo $SOC_{bat_{max}}$, por esta razón, la EMS reduce la generación de renovable para satisfacer la demanda de carga y el excedente de energía que se puede disponer para el electrolizador. Pasadas 14.6 horas de operación, el tanque de almacenamiento de hidrógeno alcanza su estado de carga máximo $SOC_{h2_{max}}$, en este instante, se detiene el funcionamiento del electrolizador, nuevamente la EMS reduce la generación de renovable para satisfacer solo la demanda de carga. Posteriormente, a partir de las 16 horas, la demanda P_{load} supera la generación renovable P_{pvp} , el déficit de energía eléctrica es suplido por las baterías hasta terminar el día, finalizando con un estado de carga por encima $SOC_{bat_{min}}$, que permite un respaldando en la carga cuando se comience un nuevo ciclo de operación.

Después de las 24 horas, se observa que la estrategia descrita se sigue manteniendo, respetando los límites de estado de carga presentados en la tabla 7, conservando el balance de potencia, por lo anterior la estrategia funcionó correctamente.

Tabla 7

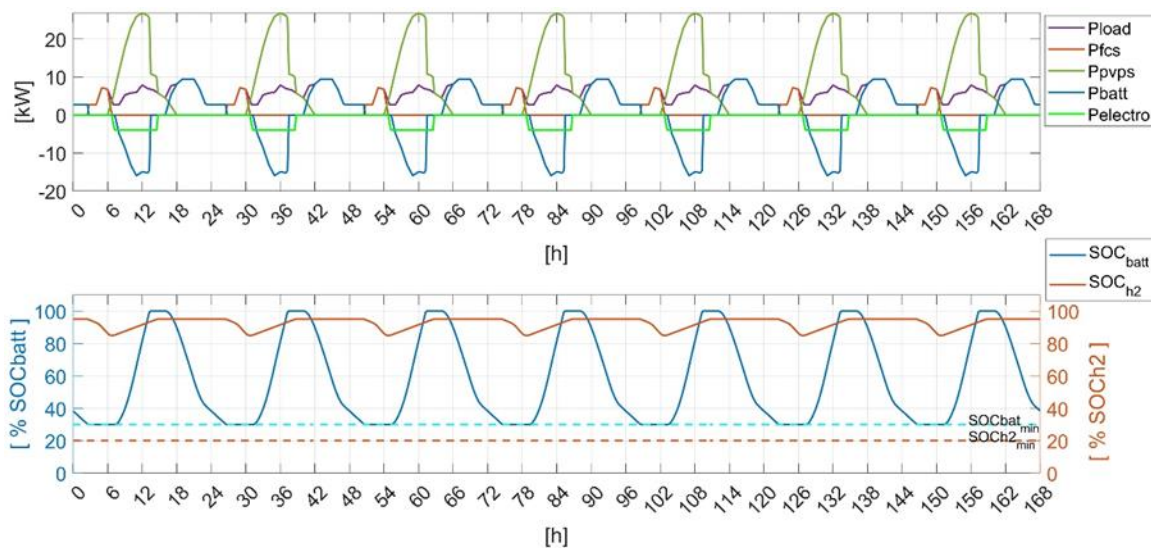
Parámetros de la configuración PVP-BAT-FC-EL

Parámetro	Valor
<i>PFV</i> (330 kWp)	110
FC (10 kW)	1
BAT (12V-350)	20
EL (4 kW)	1
Capacidad tanque de hidrógeno (kg)	11.3

$SOC_{bat_{max}}$ (%)	100
$SOC_{bat_{min}}$ (%)	30
$SOC_{h2_{max}}$ (%)	95
$SOC_{h2_{min}}$ (%)	20

Figura 15

Distribución de flujos de potencias PVP-BAT-FC-EL



5.5 Validación de la EMS para la configuración GD-FC-PVP

La figura 16 presenta la distribución de potencia para 7 días de funcionamiento (168 horas de operación), se puede observar que en las horas mientras no hay generación por parte del sistema fotovoltaico, en esos espacios de tiempo la pila de combustible aporta una parte de la potencia que falta por cubrir de la demanda y el generador diésel suministra el restante. Por otro lado, en las horas que hay generación fotovoltaica, como es el caso entre las 6 y 18 horas, se da prioridad al despacho de esta fuente de energía, como resultado se presenta una disminución del aporte de energía por parte de la pila de combustible y del generador diésel.

Después de las 24 horas, se observa que la estrategia descrita se sigue manteniendo, conservando el balance de potencia, por lo anterior la estrategia funcionó correctamente.

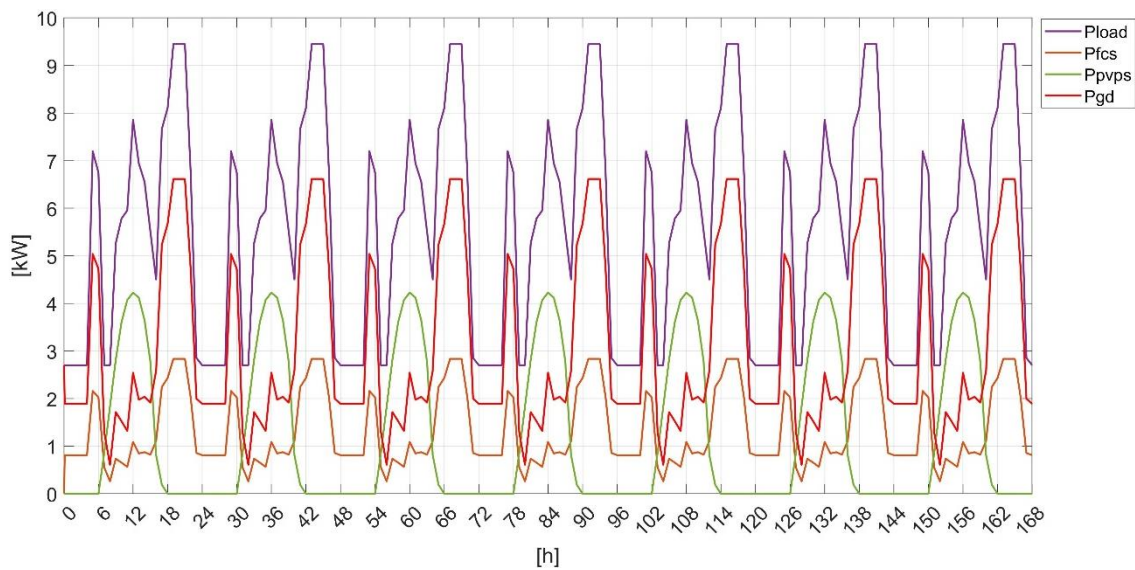
Tabla 8

Parámetros de la configuración GD-FC-PVP

Parámetro	Valor
GD (10 kW)	1
PFV (330 kWp)	17
FC (3 kW)	1

Figura 16

Distribución de flujos de potencias GD-FC-PVP



5.6 Evaluación de costos

Se utiliza el sistema de energía solo diésel para estudiar el caso base y compararlo con las demás configuraciones basadas en energía renovable que se han planteado, los resultados son mostrados en la tabla 9.

En el caso base, sin penetración de renovables, el generador diésel es la única fuente de energía para abastecer la carga, como se observa en la figura 17. Este sistema produjo un total de 49.3 GWh de electricidad anualmente para cubrir la carga al 100%, consumió un total de 19491 litros de combustible diésel durante el año, mientras que el consumo promedio diario y por hora fue de 53.4 litros y 2.23 litros, respectivamente. El consumo total de combustibles se utiliza para para estimar las emisiones de CO₂ (Canada, 2014; UPME, 2016a). El LCOE es de 0.35 USD/kW, el costo total de operación del sistema fue de USD 16293.6 anualmente, y se produjo 51.8 toneladas de emisiones CO₂ liberadas al medio ambiente.

Respecto a la configuración PFV-BAT-DI, el sistema de energía diésel presentado anteriormente, se complementó con generación renovable y un banco de baterías. Además, debido a la alta participación de la energía renovable, el consumo de diésel es menor, en este caso fue de 3282 litros de combustible durante el año, mientras que el consumo promedio diario y por hora fue de 8.99 litros y 0.375 litros, respectivamente. Por otro lado, hubo reducción en las emisiones y los costos, las emisiones bajaron a 8.7 toneladas de CO₂, el costo total de operación a USD 3060 y el LCOE a 0.34 USD/kW. Este último resultado demuestra que producir energía eléctrica mediante fuentes híbridas fotovoltaica-diésel, puede llegar a tener un costo nivelado de la energía menor que el de la producida únicamente con generadores diésel.

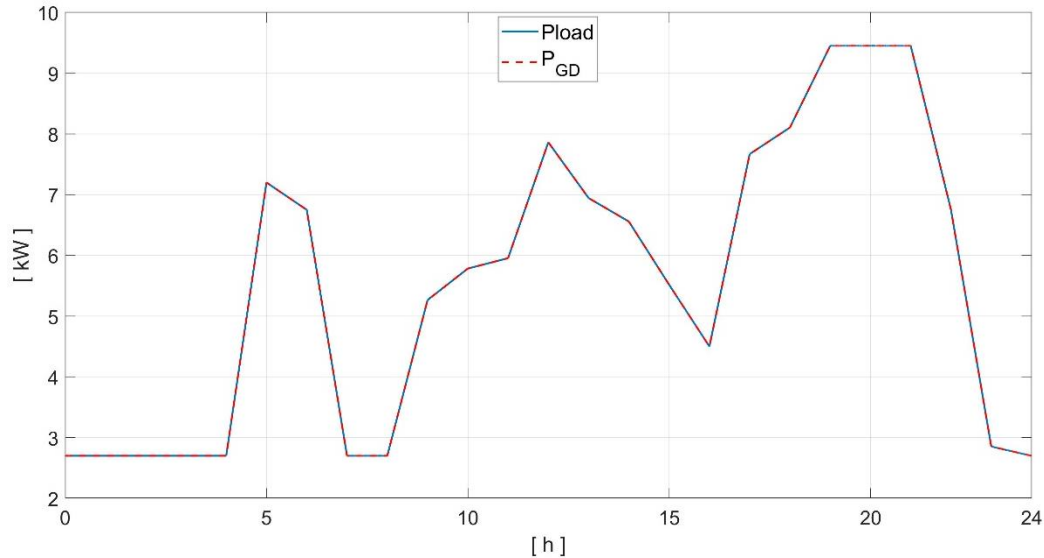
El sistema de generación híbrida que comprende una matriz fotovoltaica, una celda de combustible, un banco de baterías y un electrolizador, presenta la mayor generación renovable,

como se aprecia en la tabla 9; en este caso el costo de operación anual fue de USD 17773 y el LCOE de 0.71 USD/kW. Es de resaltar que en este sistema de generación híbrida se tiene un bajo rango de emisiones de CO₂ a la atmósfera, teniendo un impacto ambiental positivo, pero con un alto costo que hace que el sistema no sea competitivo.

Finalmente, la tercera configuración, la que comprende el generador diésel como fuente principal con aporte de energía de una matriz fotovoltaica y una celda de combustible, al tener generación renovable y adición de energía eléctrica por parte de la pila de combustible, el uso del GD se ve disminuido. Sin embargo, en comparación con el sistema sólo diésel, se obtiene una reducción en las emisiones, llegando a tan solo 37.3 toneladas de CO₂. Adicionalmente, sus costos no son favorables como se aprecia en la tabla 9; en este caso el costo de operación anual fue de USD 27060 y el LCOE de 0.62 USD/kW.

Según lo expuesto, disminuir el uso del generador diésel al incorporar la pila de combustible, trae consigo la reducción de emisiones, sin embargo, aumentan los costos de operación y el LCOE. La razón de los elevados costos es la pila de combustible, actualmente, es una tecnología de alto precio por unidad de potencia; además, tiene una relación de costo de combustible y energía servida más elevada en comparación con el generador diésel, con valores de 0.70 USD/kWh y de 0.43 USD/kWh, respectivamente (ver tablas 10 y 11).

De acuerdo al análisis, las configuraciones que cuentan con tecnología de hidrógeno verde, muestran que este aún no es competitivo. Al final, la configuración PFV-BAT-DI se consolida como la mejor alternativa para el caso de estudio de la Sección 3.

Figura 17*Distribución de flujo de potencia en el caso base***Tabla 9***Resultados de las EMS en un año de operación*

	Configuración	Solo diésel	PVP-BAT-DI	PVP-BAT-FC-EL	GD-FC-PVP
Consumo de Combustible	Diésel (l)	19491	3282	0	14045
	H2 (kg)	0	0	413.4	2598
Ambiental	CO2 (t)	51.8	8.7	0	37.3
Costos /año	C _{diesel} ¹	16279	2743.4	0	11733
	Ch ₂ ¹	0	0	0	8142
	C _{degradación} ¹	0	316.6	17773	7185
	C _{operación total} ¹	16279	3060	17773	27060

Costo	LCOE ²	0.35	0.34	0.71	0.62
energía					

¹Nota: Todos los valores son dados en USD

² en USD/kWh

Tabla 10

Energía suplida por cada fuente en un año de operación

Fuentes	Energía suplida (kWh)			
	Solo diésel	PVP-BAT-DI	PVP-BAT-FC-EL	GD-FC-PVP
GD	49275	7373	0	27086
PFV	0	41902	58619	10565
FC	0	0	7191	11608

Tabla 11

Costos de adquisición de equipos

Componente	Costo de adquisición	Vida útil
Sistema fotovoltaicos ¹	2597 ¹ USD/kWp	25 años
Baterías	287 USD/kWh	5 años
Generador diésel	550 ² USD/kW	15 años
Pila de combustible	2718 ³ USD/kW	10000 horas
Electrolizador	8664 ³ USD/kW	10000 horas

¹Fuente: Proyectado de (IEA, 2020)

²(Rodriguez, 2018)

³(Vivas et al., 2020)

6. Conclusiones

La investigación propuso un EMS basado en reglas, para determinar la distribución de potencia entre las fuentes disponibles de una microrred eléctrica híbrida, considerando la integración del vector energético hidrógeno. Se emplearon tres arquitecturas de sistemas híbridos: la primera se compone de un generador fotovoltaico, un generador diésel como respaldo, un sistema de almacenamiento por baterías y la carga. La segunda se compone de un generador fotovoltaico, una pila de combustible como respaldo con almacenamiento por baterías eléctricas y producción de hidrógeno y la carga. La tercera configuración tiene como fuente principal la generación diésel con aporte de generación renovable y basada en hidrógeno.

Se utilizó el sistema de energía solo diésel para estudiar el caso base y compararlo con las tres configuraciones basadas en energía renovable, antes mencionadas. Los resultados muestran que el costo nivelado de energía del sistema PVP-BAT-GD es 0.34 USD/kW, ligeramente menor que el sistema eléctrico solo diésel que fue de 0.35 USD/kW. Lo anterior revela que el costo de generar electricidad mediante fuentes híbridas fotovoltaica-diésel, puede ser menor que el de la producida únicamente con generadores diésel; sumado con la reducción de combustible y de las emisiones de CO₂, lo anterior hace que este tipo de sistema ha empezado a cobrar relevancia y sea una alternativa competitiva para las redes eléctricas aisladas.

El objeto de este trabajo es la EMS. Además, integrar el vector energético hidrógeno en las microrredes es una apuesta grande, que requerirá inversiones altas, como se demuestra en los resultados. Adicionalmente, los costos de operación y nivelado de la energía de las microrredes que cuentan con el vector energético hidrógeno, son relativamente altos, a pesar de ser una tecnología limpia y clave en el camino hacia la descarbonización, pero, por el momento no es

rentable. Sin embargo, su aplicación se dará en un largo plazo si se cumplen requisitos fundamentales como: la reducción en el costo de las tecnologías asociadas al hidrógeno verde, mejoras en rendimiento, economías de escala y políticas de apoyo, podría hacerlo posible.

Referencias Bibliográficas

- Ameen, A. M., Pasupuleti, J., & Khatib, T. (2015). Simplified performance models of photovoltaic/diesel generator/battery system considering typical control strategies. *Energy Conversion and Management*, *99*, 313–325. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.024>
- Ameur, I., & Benalia, A. (2019, November 1). PMP Based Optimal Power Management of a PV-Fuel-Cell-Battery Hybrid Power Source. *2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering, ICAEE 2019, Algiers, Algeria*. <https://doi.org/10.1109/ICAEE47123.2019.9015184>
- Azoumah, Y., Yamegueu, D., Ginies, P., Coulibaly, Y., & Girard, P. (2011). Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The “flexy-energy” concept. *Energy Policy*, *39*(1), 131–141. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.09.021>
- Babazadeh, H., Asghari, B., & Sharma, R. (2014). A new control scheme in a multi-battery management system for expanding microgrids. *2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2014, Washington, DC, USA*. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2014.6816484>
- Canada, R. N. (2014). *Learn the facts: Fuel consumption and CO₂*. https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/oeef/pdf/transportation/fuel-efficient-technologies/autosmart_factsheet_6_e.pdf
- Cau, G., Cocco, D., Petrollese, M., Knudsen Kær, S., & Milan, C. (2014). Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system. *Energy Conversion and Management*, *87*, 820–831. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.078>
- Depature, C., Jemei, S., Boulon, L., Bouscayrol, A., Marx, N., Morando, S., & Castaings, A. (2016,

- December 19). IEEE VTS Motor Vehicles Challenge 2017 - Energy Management of a Fuel Cell/Battery Vehicle. *2016 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC 2016 - Proceedings*, Hangzhou, China. <https://doi.org/10.1109/VPPC.2016.7791701>
- Fathy, A., Kaaniche, K., & Alanazi, T. M. (2020). Recent Approach Based Social Spider Optimizer for Optimal Sizing of Hybrid PV/Wind/Battery/Diesel Integrated Microgrid in Aljouf Region. *IEEE Access*, 8, 57630–57645. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2982805>
- Freitas, E., & Rüther, R. (2020). The influence of the solar radiation database and the photovoltaic simulator on the sizing and economics of photovoltaic-diesel generators. *Energy Conversion and Management*, 210, 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112737>
- Gao, W., Zheglov, V., Wang, G., & Mahajan, S. M. (2009). PV - wind - fuel cell - electrolyzer micro-grid modeling and control in real time digital simulator. *2009 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP 2009*, Capri, Italy. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2009.5212088>
- Gharibi, M., & Askarzadeh, A. (2019). Size and power exchange optimization of a grid-connected diesel generator-photovoltaic-fuel cell hybrid energy system considering reliability, cost and renewability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(47), 25428–25441. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.007>
- Hajiaghasi, S., Salemnia, A., & Hamzeh, M. (2019). Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. *Journal of Energy Storage*, 21, 543–570. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.12.017>
- IEA, I. E. A. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

- Jamshidi, M., & Askarzadeh, A. (2019). Techno-economic analysis and size optimization of an off-grid hybrid photovoltaic, fuel cell and diesel generator system. *Sustainable Cities and Society*, 44, 310–320. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.10.021>
- Kumar, K., Alam, M., Verma, S., & Dutta, V. (2020). Effect of hysteresis band control strategy on energy efficiency and durability of solar-hydrogen storage based microgrid in partial cloudy condition. *Journal of Energy Storage*, 32, 1–22. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101936>
- Li, B., Roche, R., Paire, D., & Miraoui, A. (2017). Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation. *Applied Energy*, 205, 1244–1259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.142>
- Llerena, O., Proenza, N., Tuna, C. E., & Silveira, J. L. (2020). A PSO-BPSO technique for hybrid power generation system sizing. *IEEE Latin America Transactions*, 18(8), 1362–1370. <https://doi.org/10.1109/TLA.2020.9111671>
- Mendoza, D. (2021). *Energy management of a hybrid locomotive equipped with fuel cell, batteries, supercapacitors and intermittent access to the electrical network* (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Mohammed, A., Pasupuleti, J., Khatib, T., & Elmenreich, W. (2015). A review of process and operational system control of hybrid photovoltaic/diesel generator systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 436–446. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.035>
- NASA. (n.d.). *NASA's POWER Data Access*. Retrieved October 14, 2021, from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Ninad, N., Turcotte, D., & Poissant, Y. (2020). Analysis of PV-Diesel Hybrid Microgrids for Small Canadian Arctic Communities. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*,

43(4), 315–325. <https://doi.org/10.1109/CJECE.2020.2995750>

Pereira, M., Limon, D., De La Peña, D. M., Valverde, L., & Alamo, T. (2015). Periodic Economic Control of a Nonisolated Microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(8), 5247–5255. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2404815>

Quintero, D. (2019). *Dimensionado de fuentes de energía en sistemas eléctricos híbridos en zonas no interconectadas al SIN. Aplicación a microrredes con integración de energías renovables, almacenamiento de energía y generación diésel en el municipio de Uribía, La Guajira* (Tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Rahmani, R., & Fakharian, A. (2016, October 6). A novel method for connecting the PV unit to hybrid microgrid systems based on smart controlling structure. *2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering, ICEE 2016, Shiraz, Iran*. <https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2016.7585747>

Rehman, S., Natrajan, N., Mohandes, M., Alhems, L. M., Himri, Y., & Allouhi, A. (2020). Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu, India. *IEEE Access*, 8, 143881–143890. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014164>

Rodriguez, R. (2018). *Planificación Energética de Micro-Redes en zonas no interconectadas con condiciones de Demanda Dispersa* (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Rullo, P., Braccia, L., Luppi, P., Zumoffen, D., & Feroldi, D. (2019). Integration of sizing and energy management based on economic predictive control for standalone hybrid renewable energy systems. *Renewable Energy*, 140, 436–451. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.074>

Saito, N., Niimura, T., Koyanagi, K., & Yokoyama, R. (2009, July). Trade-off analysis of

- autonomous microgrid sizing with PV, diesel, and battery storage. *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, Canada. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275820>
- Shehzad, M. F., Abdelghany, M. B., Liuzza, D., & Glielmo, L. (2019). Modeling of a hydrogen storage wind plant for model predictive control management strategies. *2019 18th European Control Conference, ECC 2019*, 1896–1901. <https://doi.org/10.23919/ECC.2019.8795937>
- Solano, J., Jimenez, D., & Ilinca, A. (2020). A Modular Simulation Testbed for Energy Management in AC / DC Microgrids. *Energies*, *13*(16), 1–23. <https://doi.org/10.3390/en13164049>
- Tavares, J., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf
- UPME. (2016a). *Calculadora de emisiones*. http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html#
- UPME. (2016b). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2016-2020*. http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/AnexosPIEC2016-2020_PublicarDic202016.pdf
- UPME. (2019). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023*. http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion_Base_PIEC_Dic302019.pdf
- Valverde, L., Pino, F. J., Guerra, J., & Rosa, F. (2016). Definition, analysis and experimental investigation of operation modes in hydrogen-renewable-based power plants incorporating hybrid energy storage. *Energy Conversion and Management*, *113*, 290–311. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.036>

- Vivas, F. J., De las Heras, A., Segura, F., & Andújar, J. M. (2017). H2RES2 simulator. A new solution for hydrogen hybridization with renewable energy sources-based systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), 13510–13531. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.139>
- Vivas, F. J., Segura, F., Andújar, J. M., & Caparrós, J. J. (2020). A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems. *Energy Conversion and Management*, 219, 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113053>
- Yallamilli, R. S., Vedula, L. K., & Mishra, M. K. (2018, December 6). Cost Savings Oriented Microgrid Control Strategy Considering Battery Degradation. *7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2018*, Paris, France. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2018.8566791>
- Zhao, B., Zhang, X., Chen, J., Wang, C., & Guo, L. (2013). Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(4), 934–943. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2248400>