

Propuesta de un modelo de gestión de la demanda para una microrred en el
marco de un mercado abierto



CARLOS SANTIAGO VIDAL MARTÍNEZ

Trabajo de grado. Maestría en Automática

Director:

PhD. Maximiliano Bueno López
Universidad del Cauca

Co-director:

PhD. Alvaro Rene Restrepo
Universidad del Cauca

Universidad del Cauca
Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones
Maestría en Automática
Popayán, Abril 2023

CARLOS SANTIAGO VIDAL MARTÍNEZ

Propuesta de un modelo de gestión de la demanda para una microrred en el marco de un mercado abierto

Trabajo de grado presentado a la Facultad de Ingeniería
Electrónica y Telecomunicaciones de la
Universidad del Cauca para la obtención del
Título de
Magíster en Automática

Director:

PhD. Maximiliano Bueno López
Universidad del Cauca

Co-director:

PhD. Alvaro Rene Restrepo
Universidad del Cauca

Popayán
2023

Hoja de Aceptación

Director :

PhD. Maximiliano Bueno López

Co-director:

PhD. Alvaro Rene Restrepo

Jurado:

PhD. José Fabian Salazar Cáceres

Jurado:

Msc. Francisco Franco Obando

Fecha de sustentación: Popayán, 13 de Mayo de 2022

Hoja de Dedicatoria

Dedicado a mi familia y mi pareja, por su incondicional apoyo en todo mi proceso formativo y profesional; sin su apoyo no sería posible la culminación de este nuevo logro. A la Universidad del Cauca que ha sido mi alma mater, a todos los profesores que aportaron en mi formación profesional especialmente a los profesores Phd Maximiliano Bueno López, Msc Juan Fernando Flórez Marulanda y Phd Alvaro René Restrepo Garcés, por su dirección y acompañamiento en la realización de este trabajo.

Una mención a Tommy por su acompañamiento durante la maestría.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ayudar a culminar este nuevo proceso; a mi familia por todo el apoyo, a mi director de grado Phd Maximiliano Bueno López a mi codirector Phd Alvaro Rene Restrepo Garces, a Msc Juan Fernando Flórez Marulanda, a mi novia Angélica a mis amigos de la maestría especialmente a Cristian Tobar y Jairo Marín. Al profesor Olav Fosso por permitirme realizar la pasantía en el NTNU, la cual fue vital para el desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	2
1.2. Objetivo general	3
1.3. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura del documento	3
1.5. Delimitación	4
1.5.1. Alcance	4
1.5.2. Limitaciones	4
2. Estado del Arte	5
2.1. Microrredes y su sistema de gestión.	5
2.1.1. Normatividad en microrredes	8
2.1.2. Avances en Colombia sobre microrredes	9
3. Marco conceptual	10
3.1. Definición de Microrred	10
3.2. Componentes de una microrred	10
3.3. Modos de operación de una microrred	11
3.4. Sistemas de gestión de la demanda en microrredes	12
3.5. Modelo de una microrred	13
3.6. Control aplicado en microrredes	13
4. Modelo de la microrred	15
4.1. Modelo de mercado	16
4.1.1. Mercado abierto	16
4.1.2. Formulación del modelo	17
4.2. Modelo matemático	18
4.2.1. Modelo variables económicas	18
4.2.2. Modelo sistema de almacenamiento	21
4.2.3. Características de flexibilidad de la microrred	22
4.3. Obtención de datos de demanda	24
4.4. Obtención de datos de potencia generada	25
5. Presentación de Resultados	30
5.1. Factores relevantes en un sistema de gestión de la demanda	30
5.1.1. Escenarios posibles de operación dentro de una microrred	30
5.1.2. Funcionalidades del sistema de gestión de la demanda	30
5.1.3. Entradas al sistema de gestión de la demanda	31
5.1.4. Salidas del sistema de gestión de la demanda	35
5.2. Características técnicas dentro del sistema de gestión de la demanda	37
5.3. Elaboración del sistema de gestión de la demanda	38
6. Validación del modelo de gestión de la demanda propuesto	40

6.1. Escenario solo intercambio con la red principal	40
6.2. Escenario de intercambio con la red principal y otras microrredes	41
6.3. Análisis de los resultados	43
7. Conclusiones y Recomendaciones	49
Anexo	58
A. Elaboración del programa de simulación	58

Índice de figuras

1.	Diagrama simplificado de flujo de una microrred. Fuente [1]	10
2.	Niveles de control jerárquico. Fuente [2]	14
3.	Sistema de generación de la microrred. Fuente [2]	15
4.	Zona de operación óptima de una batería de iones de litio. Fuente [3]	22
5.	Conexión medidor inteligente en residencia	26
6.	Conexión medidor inteligente a caja de fusibles	27
7.	Conexión antena LoRa con red wifi	28
8.	Repetición de datos del medidor en la antena	28
9.	Variables meteorológicas relevantes.	32
10.	Variables de potencia de generación relevantes.	33
11.	Variables de cargas prioritarias relevantes.	34
12.	Variables de cargas controlables relevantes.	35
13.	Variables de valor de energía relevantes.	35
14.	Variables de costo de generación.	36
15.	Variables de estado de operación preestablecido.	36
16.	Variables de decisiones binarias.	37
17.	Demanda en un hogar promedio.	44
18.	Generación vs demanda en la unidad residencial	45
19.	Gestión de la carga, escenario 1	45
20.	Generación vs demanda en la unidad residencial	46
21.	Gestión de la carga, escenario 2	47
22.	Generación vs demanda en la unidad residencial	48
23.	Gestión de la carga, escenario 3	49

Listings

1.	Declaración de paquetes	58
2.	Declaración de parámetros escalares	59
3.	Declaración de parámetros	60
4.	Declaración de variables	61
5.	Modelado de las condiciones económicas	61
6.	Modelado de condiciones del sistema de almacenamiento	62
7.	Modelado del desplazamiento de carga	62
8.	Modelado de vehículos eléctricos	63
9.	Optimización del modelo	64

Índice de tablas

1. Parámetros para el modelo del sistema de gestión de la demanda 19

1. Introducción

En el mundo el sector eléctrico ha estado dominado por la generación de energía de recursos fósiles las cuales representan el 80 %, el 20 % restante se encuentra en forma de energía más limpias, como la hidroeléctrica, nuclear y energías renovables [4]; Colombia no es la excepción y el sector eléctrico ha estado dominado por la generación hidroeléctrica y térmica, con una producción promedio de 71 % y 28 %, respectivamente; otras fuentes de energía como las renovables, en especial la eólica y bioenergía representan el 1 % restante de la generación anual total [5]. Las actuales plantas eléctricas centralizadas presentan inconvenientes, tales como: altos costos de los combustibles, baja eficiencia, elevados precios en el desarrollo y mantenimiento de la red de transmisión y problemas medioambientales generados por el funcionamiento de estas centrales. Estos desafíos, junto con la creciente demanda de electricidad han motivado soluciones enfocadas en los recursos energéticos distribuidos como lo son las microrredes [6, 7].

Una microrred consiste en una interconexión de cargas domésticas y fuentes de energía distribuida, la cual tiene la capacidad de funcionar en modo aislado o en conexión con otras microrredes o la red eléctrica principal [8, 9, 10]. Esta, se compone de diferentes secciones: Primero, la sección de planta física donde se encuentran los recursos de energía distribuida, como los elementos de generación y almacenamiento, el grupo de cargas, elementos de protección y conexión. Segundo, la sección de control, que controla los componentes de la sección física, este puede ser centralizado (la microrred se puede controlar como un entidad única) o descentralizado (controla cada uno de los componentes inmersos en ella de forma independiente). Finalmente, la sección de gestión, donde se busca el ahorro de energía mediante la programación coordinada de las cargas y los recursos de energía distribuido [11]; y a partir de datos de la microrred, se decide dirigir el flujo de energía acorde a unos determinados intereses [12, 13]; usualmente el interés principal de las microrredes conectadas a la red principal es reducir el costo de operación total, el cual está sujeto directamente a las limitaciones físicas y operativas de los recursos energéticos distribuidos; en cambio para la microrredes que funcionan en modo aislado, su meta principal es proveer de forma ininterrumpida energía con la apropiada calidad a sus cargas [14].

La incursión de las microrredes ha cambiado el panorama energético actual, debido a que la generación y distribución ya no es algo exclusivo de las grandes empresas energéticas, sino que ha permitido concebir el concepto de prosumidor. Siendo esto último, aquello en lo que se transforma el usuario final de la microrred, pues ahora él puede producir, consumir e intercambiar energía [15], permitiendo convertir la red eléctrica convencional a un sistema bidireccional de comunicación y de transferencia energética entre diferentes segmentos de la misma [16, 17].

En los últimos años las investigaciones centradas en microrredes, se han enfocado en dos grandes áreas como son el análisis del desempeño de sistemas de gestión de la misma [18] y la normatividad que las rige [19]. En consecuencia, para el presente trabajo de maestría, se busca desarrollar un modelo que represente la dinámica de la gestión de la demanda en la microrred; ya que esta es la que establece la interacción de las secciones

que la componen. Este modelo de gestión posee unas características que conforman las arquitecturas y métodos de control; las características se pueden convertir en factores, los cuales pueden adquirir diferentes valores. Debido a que es necesario definirlos, se propone el uso de un diseño experimental factorial fraccional y así a través de este método cuantificar el peso de las variables que administran la arquitectura y métodos de control del sistema de gestión; con el fin de mejorar la relación costo-beneficio para el usuario final.

1.1. Planteamiento del Problema

Un sistema de gestión es un conjunto de pasos, componentes y metodologías que ayudan a administrar los recursos típicos de una microrred; como lo son cargas flexibles, cargas inteligentes, almacenamiento de energía y generación de energía renovable [20]. Dichos sistemas de gestión permiten administrar la volatilidad e intermitencia de las fuentes de generación de energía renovable y la demanda de las cargas de la microrred [21].

Idealmente un sistema de gestión es capaz de sincronizar la generación de energía, con la demanda de la microrred, teniendo en cuenta factores, como el estado de almacenamiento, precio de la energía y prioridades de carga[19]. Estas decisiones deben estar dentro del marco de la normatividad que rige la microrred [22], dirigiendo el flujo de energía en pro del mayor beneficio para el usuario [23, 24, 3].

Sin embargo, los sistemas de gestión no funcionan de forma ideal, eso se observa en efectos negativos, tales como: 1) la desincronización de los componentes de la microrred; 2) alta periodicidad en estado crítico de carga, lo cual significa que el sistema de alimentación de la microrred no cuenta con la reserva de energía suficiente para suplir las cargas en caso de que la demanda de energía sea mayor a la suministrada por las fuentes de generación, esta alta periodicidad genera daños y disminuye la vida útil de las baterías [25, 26, 4]) Disminución en retribución de carácter económico, por el alto coste de implementación y funcionamiento de la microrred, por lo que el retorno de la inversión suele ser bajo, lo que disminuye el beneficio económico para el prosumidor [27, 28, 29]; diferentes estudios han concluido que al resolver algunos de estos inconvenientes, se disminuyen los costos de la microrred en un aproximado de \$410 y \$450 dólares [17]. También en los sistemas de gestión influyen las restricciones normativas en su rango, pudiendo llegar a dificultar la coordinación entre los prosumidores y las compañías de distribución eléctrica [13].

Debido a los efectos descritos anteriormente, algunos investigadores han identificado las siguientes cuatro causas de que los sistemas de gestión no funcionen de manera ideal: 1) falta de control de la producción de energía del sistema de generación, esto debido a que las microrredes usualmente utilizan como fuentes de generación energía renovables, las cuales en su mayoría dependen de factores meteorológicos. Como la radiación solar, la temperatura, la humedad del ambiente, la velocidad del viento, el material particulado, etc, los cuales son los factores incontrolables y complejos [30, 31, 32]; 2) desincronización en las fuentes de generación y los demás componentes de la microrred [33], por no contar con datos fiables para la predicción de generación de energía, debido a que los valores otorgados por las instituciones gubernamentales son poco fiables [21, 19]; 3) la norma-

tividad en términos de libre comercio o conexión entre comunidades y prosumidores, se encuentran en una fase emergente en la región [21], por lo que limita el rango de acción de estas comunidades y prosumidores; 4) altos costos y limitaciones técnicas de sensores, controladores, actuadores y software; elementos indispensables para la implementación y funcionamiento del sistema de gestión; aunque elementos han disminuido han disminuido entre un 13-15 % en la última década, sigue siendo un obstáculo en pro del beneficio económico del prosumidor [34, 35].

Con base en lo anteriormente mencionado, surge la presente propuesta de investigación, la cual consiste en diseñar un modelo de sistema de gestión de la demanda, capaz de administrar la microrred; considerando un mercado sin restricciones en el intercambio de energía entre la microrred y la red principal u otras microrredes, asumiendo un mercado sin restricciones de entrada cuyos precios están regidos por la ley de oferta y demanda, conocido como mercado abierto. Por lo que se plantea la siguiente pregunta de investigación ¿Cuál debe ser la arquitectura y método de control de un sistema de gestión de la demanda, bajo un escenario de mercado abierto sobre una microrred eléctrica y permita la mejor relación costo-beneficio para el usuario final?

1.2. Objetivo general

Proponer un modelo de gestión de la demanda para una microrred domiciliaria en el marco de un mercado abierto, buscando mejorar la relación costo beneficio de la microrred.

1.3. Objetivos específicos

Para conseguir lo anterior han sido necesarios los siguientes objetivos específicos:

1. Determinar los factores relevantes para la elaboración de un modelo de gestión de la demanda para una microrred.
2. Especificar las características técnicas inmersas en el modelo de gestión de la demanda para una microrred.
3. Evaluar mediante un diseño experimental el modelo de sistema de gestión de la demanda para una microrred.

1.4. Estructura del documento

Una visión general del tema en estudio se presenta en el capítulo II y III, donde se realiza la revisión literaria compuesta por estado del arte, y el marco conceptual que comprende los conocimientos fundamentales para entender el contexto del documento respectivamente. En el capítulo IV se realiza el modelo de la microrred al cual se le aplicara el sistema de gestión de la demanda; explicando los factores relevantes que la componen con sus características. En el capítulo V se presentaran los resultados que se obtuvieron al desarrollar el trabajo para realizar su posterior validación en el capítulo VI. Finalmente, en el

capítulo VII se presentan las conclusiones y recomendaciones para futuros trabajos.

1.5. Delimitación

1.5.1. Alcance

El proyecto consiste en la propuesta de un modelo de sistema de gestión de la demanda; donde considerando los factores más relevantes se modelara una microrred y el sistema de gestión dirigirá el flujo de energía de la microrred.

1.5.2. Limitaciones

En la fase práctica del proyecto se trabajó con valores reales de demanda y generación distribuida; aunque algunas datos de la generación fueron obtenidos a través de base de datos. La fase de implementación va hasta la simulación del modelo propuesto del sistema de gestión de la demanda.

Respecto a elaboración e implementación de los algoritmos de optimización se utilizó el software *Julia versión 1.8.2*, que funciona con base en el lenguaje de programación de Python; debido a que el programa contiene librerías especializadas en la optimización de costos para un modelos lineales o no lineales. Además de ser sugerido en la realización de la pasantía de investigación en la Universidad Noruega de Ciencia y tecnología debido a lo mencionado anteriormente, flexibilidad, capacidad de trabajar con diferentes base datos y buena experiencia previa con investigadores.

2. Estado del Arte

En la actualidad las microrredes han adquirido mayor relevancia debido al aumento en la implementación de las energías renovables dentro del sistema de suministro eléctrico, cambios en los aspectos regulatorios [19] y reducción de costos de diferentes componentes, lo que también ha redundado en un aumento en las investigaciones que buscan solucionar diversidad de problemáticas a las que están sujetas estos sistemas [4], en particular enfocándose en el desarrollo de un buen sistema de gestión de la energía [32].

Los sistemas de gestión de recursos energéticos se enfrentan al reto de coordinar los elementos de la microrred con el fin de proporcionar un suministro seguro, económico y sostenible; por lo tanto se han estudiado desde diferentes enfoques. Gran variedad de investigaciones se centran en cómo deben ser los métodos de control y configuraciones de la microrred [36], las funcionalidades del sistema de gestión [21], las arquitecturas y los componentes que este debe controlar [37], las variables de entrada y de salida, diferentes finalidades u objetivos y los factores que se deben tener en cuenta para decidir sobre el flujo de energía dentro y fuera de la microrred [38].

Los sistemas de gestión de energía (para que sirven y exponer que se toma en cuenta de su funcionalidad o definición en el trabajo de grado) se presenta los trabajos que se han desarrollado en los últimos años que abordan las problemáticas de interés del presente trabajo; así como, las diferentes hibridaciones de generación de energía que se pueden dar en microrredes, centrándose en la energía fotovoltaica; finalizando con una proyección de la evolución normativa con respecto a la última década a nivel global. Por lo tanto el estado del arte estará organizado de la siguiente manera:

- Microrredes y su sistema de gestión.
- Normatividad en microrredes.
- Avances en Colombia sobre microrredes.

2.1. Microrredes y su sistema de gestión.

Dadas las condiciones del actual sistema eléctrico, investigadores como [39], consideran que en los próximos años el sistema eléctrico actual se transformará a un sistema de energía de múltiples microrredes, por lo que se estudia las posibles arquitecturas de múltiples microrredes, con el propósito de ayudar en la planificación y formulación de políticas para la selección de la misma que responda a las necesidades. Una arquitectura híbrida de microrred AC/DC, se propone en [40], que tiene como objetivo aumentar la penetración de las microrredes y aislar la interferencia a la red, permitiendo que la microrred funcione en modo conectado a la red tradicional y en modo aislado, adaptándose de esta manera a diferentes condiciones de funcionamiento; además, los autores en este trabajo discuten la arquitectura y las características operativas de estos modos y diseñan la estrategia de control correspondiente a cada modo. Otra arquitectura AC/DC, pero esta vez integrada

y reconfigurable como una estrategia de control jerárquico y con base en un convertidor de interconexión, es diseñada por [29]; la cual se caracteriza por una estructura compacta con múltiples interfaces, capacidad de reconfiguración y flexibilidad de control. Para reducir la dependencia de la comunicación y lograr una coordinación sistemática.

Las investigaciones que se han encaminado al desarrollo de sistemas de gestión, los cuales cuentan con diferentes características y métodos de control que le proporcionan diferentes beneficios y limitaciones. Por ejemplo, en [41] implementan un sistema de decisión por subasta que permite a los prosumidores participar en la demanda, ayudando a satisfacerla de forma independiente y descentralizada, la respuesta de la demanda es comunicada a los vecinos usando comunicación Zigbee de corto alcance; al manejar un sistema descentralizado de comunicación se mejora la privacidad de los datos que manejan los prosumidores, en [42], propusieron una técnica de optimización estocástica de doble capa, la cual en su primera capa o capa de control, se encarga de predecir los factores inciertos tales como: la velocidad del viento y energía fotovoltaica producida; la segunda capa se encarga de monitorizar las cargas y precios de la electricidad, siendo su mecanismo de predicción distribuciones normales de los datos divididas de forma diaria. Con el objetivo de obtener el mayor beneficio económico en los diferentes escenarios, en [7] se diseñan e implementan diferentes algoritmos de control específicos para tres escenarios definidos de acuerdo a la conexión de la microrred; el primero es cuando la microrred se encuentra conectada a la red principal de suministro de energía y a otras microrredes; el segundo corresponde al caso donde solo hay conexión a otras microrredes, pero no a la red principal; el último es del modo isla, donde la microrred solo está conectada a las cargas que alimenta. Los algoritmos consideraron la generación fotovoltaica, la demanda de carga y el costo de la energía de importación / exportación; sin embargo, en ningún momento el algoritmo fue capaz de modificar el escenario en que se encuentran las microrredes. Un método de control centralizado, que busca reducir los costos de operación se desarrolla en [43], este implementa componentes de predicción y de optimización, los cuales toman información de datos obtenidos en tiempo real, como la generación fotovoltaica y la demanda de energía, el componente de predicción, presume el comportamiento de estas dos variables va ser igual al del día anterior. Un resumen de sobre nueve métodos de control aplicados en sistemas de gestión en microrredes, es realizado en [36], donde los autores agrupan en tres estrategias de control: multi-agentes, descentralizados, centralizados; en la estrategia de control descentralizado, los sistemas de almacenamiento de energía funcionan basándose únicamente en la información local, esta estrategia de control se centra en intervenir en la microrred, basándose en el estado de carga en los sistemas de almacenamiento de energía, centrándose en la autonomía del sistema; la estrategia de control centralizado se enfoca en ajustar la distribución de cargas en los sistemas de almacenamiento de energía, basándose en estimaciones de sus niveles de estado de carga y la capacidad de potencia, esta estrategia de control es capaz de coordinar de manera óptima las potencias de salida de los sistemas de almacenamiento de energía; La estrategia de control de multi-agentes, consiste en implementar un agente por cada microrred con sistema de almacenamiento de energía, los cual permite a los agentes autónomos utilizar información local y comunicarse con un agente vecino con el fin de lograr objetivos de cooperación, esto proporciona un

rendimiento mejorado a las anteriores estrategias de control. Un método de control que han desarrollado en [44], es de lógica difusa, el cual consta de veinte cinco reglas para ser incorporadas en el sistema de gestión de una microrred; su principal objetivo es minimizar las fluctuaciones de potencia, manteniendo el estado de carga de las baterías en un lugar seguro; se propone una tasa de cambio de energía de la microrred con el estado de carga de la batería, con el fin de aumentar, disminuir o mantener la potencia entregada/absorbida por la red eléctrica residencial. Un estudio de técnicas de control centralizado y descentralizado se realiza en [8], donde exponen al control centralizado como un sistema de tres niveles de orden jerárquico, lo que permite procesar una gran cantidad de datos en tiempo real; al control descentralizado como un sistema donde cada componente de la microrred está regulada por uno o más controladores locales en lugar de ser gobernados por un controlador central, estos controladores locales tienen la inteligencia para tomar decisiones operativas por su cuenta, sin recibir señales de un controlador central. Por lo tanto, la cantidad de información transferida es mucho menor que la necesaria en el esquema centralizado, la carga computacional también se distribuye entre los agentes locales.

Otro enfoque, son los sistemas de gestión en microrredes con fuentes de generación híbridas. Como es el caso de la hibridación entre energía eólica y energía fotovoltaica, como se propone en [45], donde su sistema de gestión de la demanda para una microrred posee un modelo donde se predice la generación de energía correlacionada por factores meteorológicos asumiendo que el clima se comportara de forma similar a los últimos 290 días. Esta hibridación pero con condiciones de simulación diferente de la microrred es estudiada en [46], donde presumen las condiciones climáticas del día siguiente serán similares al del día pasado; con el fin de obtener el beneficio económico al usuario además de controlar las cargas críticas del sistema. Otra hibridación es la dada entre la energía fotovoltaica y una micro turbina con funcionamiento a partir del gas, la cual ha sido estudiada en [9], debido a que la energía solar es dependiente de factores que no se pueden controlar, los autores proponen utilizar la micro turbina de gas para generar la energía capaz de satisfacer la demanda que la generación fotovoltaica no sea capaz de suplir.

De acuerdo a [42], [7], [43] y [44], un método de control para ser eficiente o poder considerarse que cumple la función por la que fue diseñado, se debe enfocar en mejorar un componente de la microrred, en este aspecto los diferentes autores difieren en cuál debe ser el aspecto a mejorar de la microrred. En el caso de los autores de [7], se centran en obtener lo mayores beneficios económicos para el usuario final; sin embargo para los autores de [44] priorizan la calidad de la energía entregada por la microrred, sincronizando la generación de energía con el estado de almacenamiento de las baterías. Se observa que dependiendo del modo de operación de una microrred, se limita los métodos de control que se pueden implementar en un sistema de gestión, debido a que el control implementado en [42], con resultados favorables, no podría ser utilizado en los diferentes modos de operación como se expone en [36], donde sus autores explican las limitaciones que tiene un control jerárquico en microrredes con sistemas de almacenamiento de energía; sin embargo en contraste con algunas conclusiones de [36], los autores de [8], exponen que el control centralizado tiene una serie de ventajas como fácil implementación, un procedimiento estandarizado y la

posibilidad de aumentar el número de microrredes a controlar. Sin embargo, reconocen que, al aumentar los dispositivos de control, se incrementan los requisitos de capacidad de la red de comunicación y la capacidad de cálculo, lo cual se convierte en una importante limitación al implementar este tipo de diseño centralizado.

2.1.1. Normatividad en microrredes

Debido a la naturaleza emergente de las microrredes, la normatividad que las rige no suele estar definida definitivamente, por lo que se exploran algunos modelos de negocios adecuados para consumidores de electricidad de media y baja tensión, analizando los riesgos y oportunidades asociados con la difusión de la generación distribuida como en [47], donde se estudia un enfoque con los mecanismos de respuesta a la demanda que contribuyan a mitigar los riesgos comerciales y superar los desafíos operativos derivados de la integración a gran escala de la generación distribuida; los autores evalúan nuevas oportunidades de aplicación para la generación distribuida de energía renovable y examinan las medidas relacionadas para mitigar los posibles riesgos de mercado asociados con las características estocásticas de este tipo de fuentes.

Otro modelo expone la variación que existe en la relación cliente-sistema eléctrico como se describe en [48], donde se muestra que la disminución de precio en los componentes de un sistema de generación fotovoltaico, incluyendo su banco de baterías; ha generado un aumento en las instalaciones de energía fotovoltaica residenciales; por lo tanto, se ha incrementado las exportaciones netas en la red de distribución; lo cual hace necesario formular políticas enfocadas en el incentivo en el uso baterías y medidores bidireccionales con el fin de estimular mercados de energía descentralizados, con el fin de cumplir objetivos más amplios de energía renovable y descarbonización. Es importante ajustar la producción flexible de energía y la demanda inelástica, con soluciones viables desde el punto de vista técnico, económico y ambiental, como lo exponen los autores de [49], debido que el desacoplamiento temporal y espacial de la oferta y la demanda es un factor importante para la evolución del entorno eléctrico, especialmente al momento de crear estrategias y políticas de planificación; con lo cual se estudia el modelo de los roles en el sector energético, implementando principios y técnicas comunes para estimular un rápido desarrollo de investigación multidisciplinaria, enfocada a transiciones energéticas sostenibles, se concluye que las políticas y modelos de planificación son insuficientes; ya que no tienen la capacidad para abordar cuestiones como el comportamiento entre prosumidores, así como los factores institucionales que permitan impulsar los sistemas de gestión, especialmente a nivel local e individual. Evaluando de forma crítica las dimensiones normativas de los modelos de negocio y modos de gobierno los autores en [22], se centran en la figura de prosumidor y como estos modos de gobernanza pueden conducir a una transición energética descentralizado; concluyendo que existen tres formas de gobernanza; de mercado, municipal y comunitaria, cada una de ellas conllevan a resultados diferentes para una transición energética dirigida por el prosumidor.

Los autores de [47, 48, 49], opinan que las normativas y planificación de políticas en el sector eléctrico, deben encaminarse a la transformación ordenada y gradual de energías

renovables, incentivando a un mercado eléctrico distribuido y descentralizado; En cambio los autores de [22], proponen que las nuevas normativas, se enfoquen en la figura de prosumidor, los cuales son los usuarios finales de las microrredes; por lo tanto incentivando la figura de prosumidor, se desarrollaría la incursión de microrredes y sistemas distribuidos en el sector energético [15].

2.1.2. Avances en Colombia sobre microrredes

En Colombia, la demanda nacional de energía eléctrica ha aumentado en las últimas décadas, situándose en un promedio de 5.166,89 GWh con una capacidad de generación real de 5.310 GWh. Además, los costos con respecto a la generación, transmisión y distribución de electricidad han hecho que el acceso a la energía eléctrica en las ZNI (zonas no interconectadas) del país se proporcione por medio de plantas de generación a diésel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas [50]. En [51] se presentan algunas de las microrredes que funcionan en ZNI de Colombia, son al menos una docena que se encuentran en departamentos como Choco, Guainia, Amazonas y Guajira, regiones de difícil acceso con una alta dispersión de su población.

También enseña los casos más exitosos de microrredes instaladas en ZNI en Colombia, los cuales son: Titumate en Chocó y el Cardón en la Guajira. Titumate tiene el 70 % de la generación de energía basada en energía fotovoltaica y el 30 % a base de plantas diésel. Además, en La Guajira, la microrred ubicada en el Cardón está pasando a formar parte del sistema nacional interconectado dejando de ser una microrred en una ZNI. El sistema interconecta el Cardón (Eólica-Fotovoltaica) y el Cabo de la Vela (Eólica-Fotovoltaica) a través de un circuito de 13,2 kV desde la salida de la subestación Puerto Bolívar (Cabo de la Vela) y Meera (El Cardón). Por otro lado, hay varias zonas en la ZNI sin suministro del servicio eléctrico o zonas en las que el servicio eléctrico se presta de forma intermitente debido a diferentes razones como las deficiencias en la infraestructura para la distribución de energía, la falta de recursos asignados para la generación de energía y problemas de orden público que pueden impedir o dificultar el servicio. Contrastando estos dos casos de éxito, se tiene la microrred en Nazaret (Guajira) que debido a problemas técnicos con respecto al mal funcionamiento mecánico del aerogenerador y el cálculo erróneo de la capacidad del banco de baterías, así como la falta de capacitación de las comunidades indígenas en la funcionamiento de los equipos, no logro implementarse con éxito. Sin embargo, el sistema funciona actualmente con energía fotovoltaica y térmica.

Los autores en [51], muestran el contexto de la instalación de microrredes en Colombia, las cuales se utilizan para solventar la problemática de las ZNI del país las cuales pueden a llegar ser la mitad del territorio nacional, mostrando las microrredes implementadas tanto con mayor índice de éxito, como las que presentaron mayor problemática en su implementación.

3. Marco conceptual

En esta sección se realiza una descripción general de los conceptos básicos utilizados a lo largo del documento y que son necesarios para comprender el método propuesto.

3.1. Definición de Microrred

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), define una microrred como “un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de unos límites claramente definidos que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red”. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red para permitirle operar tanto en modo conectado a la red o en modo isla. Además, La IDEA (Asociación Internacional de Energía Distrital), TrustRE y la norma IEEE 2030.7 definen las microrredes en términos similares: cargas, recursos energéticos distribuidos que incluyen la generación distribuida, el almacenamiento y el control de la carga adicionando el concepto de operar con o sin red [52]. En la figura 1 se muestra el diagrama de flujo usual en una microrred.

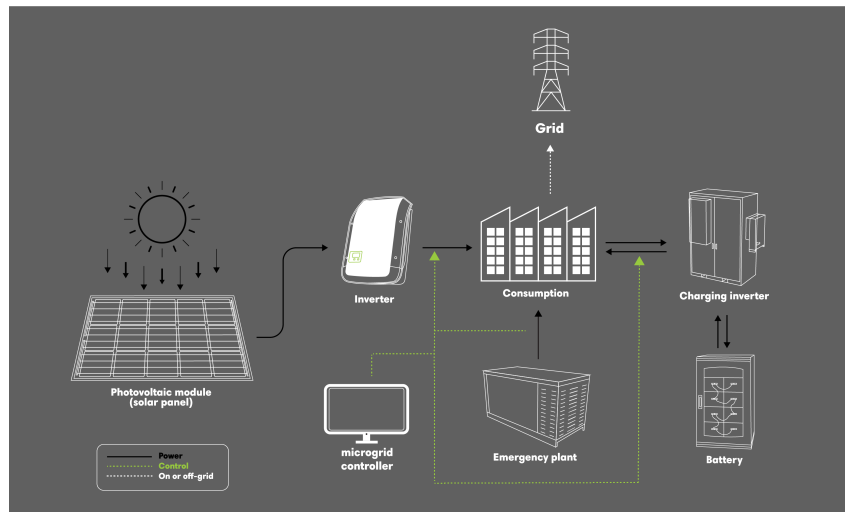


Figura 1: Diagrama simplificado de flujo de una microrred. Fuente [1]

3.2. Componentes de una microrred

Se conoce que la microrred está conformada por sistemas de generación distribuidos, almacenamiento, cargas y control de estas; por lo tanto, es importante reconocer estos componentes dentro de la sección física de la microrred. En el sistema de generación se pueden incluir generadores de energía fotovoltaica, eólica, micro-hidráulica y generadores de combustibles fósiles (motores alternativos de gas/diésel, turbinas de gas, microturbinas, pilas de combustible). Es importante que uno de los generadores activos funcione como “formador de red”, lo que significa que ese generador suministra la señal de tensión y

frecuencia con la que todos los demás generadores “seguidores de la red” se sincronizan, suele ser un generador de motor rotativo tradicional o un generador de batería.

Como la energía solar y eólica son muy variables no son aptas para “formar la red”, los recursos de generación deben ser controlados activamente. Por ejemplo, las instalaciones fotovoltaicas deben tener la capacidad de reducción en caso de que la generación supere la carga y los recursos de almacenamiento de energía estén completamente cargados. Este control puede ser activo o basarse en un control de droop. Los puntos de ajuste del inversor, es decir el valor de referencia de operación del inversor, es el objetivo o setpoint al que el inversor intenta mantener o seguir en su operación. también pueden ajustarse a un rango más tolerante para el funcionamiento aislado que los puntos de consigna que para el funcionamiento conectado a la red.

El almacenamiento de energía es un componente que se sitúa entre la generación y la gestión de la carga, usualmente se compone de sistemas de baterías, como las baterías de iones de litio o baterías de flujo, pueden actuar como fuentes de generación, pero también deben recargarse con otros recursos, transformándose en otra carga de la microrred. El almacenamiento de energía térmica, como calentadores de agua controlables o el almacenamiento de hielo (para refrigeración comercial), también pueden ayudar a estabilizar la red, aunque no pueden aportar activamente energía eléctrica a la microrred. Un ejemplo es utilizar el exceso de energía solar durante el día para cargar los calentadores de agua, que pueden que se pueden utilizar durante los periodos de baja generación. Los vehículos eléctricos (VE) también pueden servir de almacenamiento de energía, si se cargan cuando cuando hay un exceso de generación (eólica o solar, por por ejemplo). En el futuro, las aplicaciones de “vehículo a red” pueden permitir que los vehículos eléctricos actúen como almacenamiento de energía bidireccional.

Las cargas y su control es otro de los componentes de una microrred, ya que es vital para equilibrar la generación (normalmente) limitada con el deseo de suministrar la mayor cantidad de carga posible. El control de la carga puede adoptar muchas formas, incluyendo las típicas técnicas de respuesta a la demanda (calentador de agua y aire acondicionado o control de termostatos), contadores de desconexión remota en residencias y pequeñas entidades comerciales, desconexión activa de la carga en grandes instalaciones comerciales y de fabricación, y la seccionalización de los alimentadores.

3.3. Modos de operación de una microrred

La microrred puede funcionar a grandes rasgos en dos modos de operación, modo conectado a la red principal y en modo aislado. En el modo conectado, la microrred está conectada a la red convencional. Los activos de la microrred pueden proporcionar servicios a la red, incluyendo regulación de la frecuencia, mitigar variaciones de las fuentes de generación renovables, apoyo a la potencia reactiva y gestión de rampas. El controlador de la microrred proporciona un único punto de comunicación para acceder a todos estos servicios.

En el modo aislado, la microrred se ha desconectado de la red principal y funciona de forma

independiente. Esta requiere un equilibrio continuo entre las cargas y las capacidades locales de generación/almacenamiento.

Dependiendo de las capacidades de generación en la microrred, es posible que esta condición persista indefinidamente. Es importante tener en cuenta que los dispositivos de protección (dispositivos de sobrecorriente, reguladores, etc.) pueden requerir una configuración con diferentes ajustes, a los que posea en el modo conectado a la red, debido a la menor corriente de fallo y a los cambios de dirección del flujo de energía dentro de la microrred. Para operar de forma estable en el modo aislado se puede requerir gestión de la carga, si la generación total es insuficiente para alimentar la carga completa de la microrred, y el almacenamiento de energía no tiene suficiente reserva para suministrar toda la energía para todo el día. El control de la carga puede adoptar muchas formas, desde la seccionalización de los alimentadores hasta control directo de la carga (normalmente para clientes comerciales) hasta técnicas estándar de respuesta a la demanda y el control directo de algunas cargas.

Las microrredes cuyas fuentes de generación se basan enteramente en la energía solar o eólica, requirieren el almacenamiento de energía para proporcionar un amortiguador entre las fuentes de energía variable y la carga. Esto también requiere la capacidad de reducir las fuentes de generación, si el almacenamiento está lleno y la generación supera la carga, la reducción puede ser necesaria para evitar el exceso de energía a la red, causando problemas de alta frecuencia/alta tensión. Un generador estándar (combustión interna o turbina) puede proporcionar algunas de estas funciones.

3.4. Sistemas de gestión de la demanda en microrredes

La Comisión Electrotécnica Internacional en la norma IEC 61970, define un sistema de gestión en entornos eléctricos como “un programa informático que comprende una plataforma de software que proporciona servicios de soporte básico y un conjunto de aplicaciones proporcionando la funcionalidad necesaria para el funcionamiento eficaz de instalaciones de generación y transmisión eléctrica para asegurar una adecuada seguridad del suministro de energía a un coste mínimo”[53]. El sistema de gestión para microrredes, generalmente consta de módulos; tales como: distribución de recursos energéticos y pronóstico de carga, interfaz humano máquina y sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), los cuales aseguran la implementación eficiente de estrategias de toma de decisiones, enviando órdenes a los componentes de generación, almacenamiento y unidades de carga [54]. El sistema de gestión realiza una variedad de funciones, como monitoreo, análisis y pronóstico de la generación de energía de los recursos energéticos distribuidos, consumo de carga, precios del mercado de la energía, mercado auxiliar, precios y factores meteorológicos. Estas funciones ayudan al sistema de gestión a mejorar el desempeño de la microrred, al mismo tiempo que compensa sus limitaciones [55].

3.5. Modelo de una microrred

Una microrred se compone del sistema de generación, almacenamiento de energía, las cargas que debe alimentar, elementos de protección y elementos de comunicación, los cuales permiten el flujo de información entre los diferentes componentes de la microrred.

Como sistema de generación dentro de la microrred propuesta como caso de estudio, se tiene la generación fotovoltaica; ya que es un tipo de energía que se dispone en gran medida y sobre toda la superficie, por lo que resulta conveniente darle un uso. La radiación solar o irradiancia se mide en unidades de potencia por unidad de superficie. La generación fotovoltaica utiliza el efecto fotoeléctrico, el cual genera una corriente eléctrica a partir de la radiación electromagnética sobre un material idóneo. La energía generada en DC requiere un sistema de acople de etapas de conversión DC/DC y DC/AC.

Un sistema de generación fotovoltaico utiliza principalmente paneles solares para convertir la energía solar en electricidad. Estos sistemas son comúnmente utilizados para generar energía renovable y pueden ser de diferentes tamaños, desde instalaciones residenciales y comerciales hasta grandes plantas solares a escala de servicios públicos.

Un sistema de generación fotovoltaico típico consta de los siguientes componentes: Paneles solares, los cuales se encargan de capturar la luz solar y la convierten en electricidad. Inversores, los cuales convierten la corriente continua(DC) generada por los paneles en corriente alterna(AC) para que pueda ser utilizada en las residencias o empresas. Sistema de almacenamiento, aunque este se podría considerar opcional, permite almacenar el exceso de energía generada durante día para ser utilizada durante la noche.

3.6. Control aplicado en microrredes

A las microrredes se les puede aplicar diferentes estrategias de control; las cuales cuentan con diferentes características de configuración y composición. Se tienen las estrategias de control centralizado, descentralizado, distribuido y jerárquico.

El control centralizado emplea un controlador principal, donde se acumula la información del módulo de distribución de recursos energéticos y pronóstico de carga como datos meteorológicos y energéticos, patrón de consumo de los consumidores, entre otros. Estos datos ingresan al módulo SCADA donde se determina la programación energética de la microrred y se envían órdenes al controlador local(setpoint); el cual se encarga de ejecutarla en los diferentes componentes de la microrred [36]. Es una estrategia de control idónea para microrredes pequeñas manejadas por un solo operador.

En el control descentralizado, el controlador central de la microrred envía y recibe toda la información de los controladores locales de los componentes de la microrred en tiempo real. Cada controlador local propone una orden actual y futura al controlador central de la microrred y éste determina la programación con mayores beneficios y se la entrega a los controladores locales, este último puede no estar de acuerdo con la operación actual y continuar negociando hasta que se logren los objetivos globales y locales [56]. Esta

estrategia de control se emplea especialmente en microrredes de alta capacidad y con un alto número de componentes.

La estrategia de control distribuido utiliza la característica de control local propio de la estructura descentralizada; sin embargo, emplea el esquema centralizado. Se vale de canales de comunicación con sus controles locales vecinos, lo que permite una optimización de recursos.

En el control jerárquico, existen diferentes niveles que difieren en el tiempo de acción y en los objetivos de control. Estos niveles normalmente se conocen como: control de nivel cero, control primario, control secundario y control terciario. La Figura 2 presenta los diferentes niveles de control jerárquico utilizados en las microrredes, junto con la velocidad de la respuesta requerida en períodos de milisegundos [2].

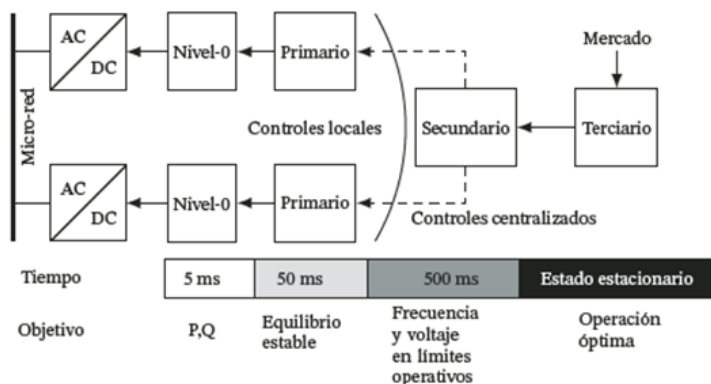


Figura 2: Niveles de control jerárquico. Fuente [2]

El nivel cero corresponde al control interno de cada convertidos de fuente de voltaje, donde se modifican los pulsos que recibe el modulador de ancho de pulso con el fin de entregar una referencia de potencia, establecida en modo «conectado», o una de voltaje y frecuencia cuando se opera en modo «aislado». El control primario se encarga del voltaje y la frecuencia de los convertidores cuando se detecta operación en modo «aislado». Este debe llevar a la micro-red a un punto de operación estable, pero no necesariamente corresponde al óptimo. El control secundario se encarga de reducir la desviación de voltaje y frecuencia de la microrred respecto a los valores de las referencias cuando se excede el rango permitido debido a grandes fluctuaciones de carga o de operación en modo aislado. Finalmente, el control terciario se encarga de realizar la programación de generación óptima y el ajuste en tiempo real de la generación de potencia. Este control considera la generación de energía renovable disponible y el pronóstico de la potencia de demandada [2].

4. Modelo de la microrred

En el presente trabajo se ha implementado el modelo de un sistema de gestión de la demanda propuesto en una microrred, cuyo consumo estará dado por unos datos capturados en un hogar promedio en la ciudad de Popayán durante el transcurso del día, en los diferentes días de la semana; además, se capturan los datos de generación de energía fotovoltaica que se presentan en la ciudad de Popayán por medio del software Renewable.ninja, el cual muestra la cantidad estimada de energía que podrían generar los parques eólicos o solares en cualquier lugar, en el transcurso del día, en diferentes días; con el fin de abarcar los factores externos de la microrred que están ligados la generación y consumo directamente. Para el modelado de la microrred se debe tener en cuenta, que esta formada por diferentes sistemas, tales como: sistema de generación, sistema de almacenamiento, las diferentes cargas que debe suplir, los elementos de protección, sistema de comunicaciones y control.

Para la elaboración del sistema de gestión de la demanda, es necesario realizar los modelos matemáticos que representen los diferentes sistemas de la microrred, que se han mencionado anteriormente.

Sistema de generación:

La microrred a la cual se le aplicara, contó con generación fotovoltaica, con una capacidad nominal de 30kW, el arreglo fotovoltaico contó con paneles solares policristalinos, además de un regulador para cotar la señal de los paneles y un inversor para que se logre acoplar a la red principal y la naturaleza de las cargas domesticas. Como se puede visualizar en la figura 3, el sistema de generación de la microrred, esta dado por el recurso primario, que es la fuente de energía propia de la microrred, en este caso un arreglo fotovoltaico, luego la energía generada por este arreglo fotovoltaico pasa a un sistema de conversión o acoplamiento, el cual esta formado por un regulador PWM o MMPT, para ya convertir esta señal DC por medio de un inversor a una señal AC, para ser finalmente inyectada a la microrred.

Sistema de almacenamiento:

Un sistema de almacenamiento es un elemento vital de la microrred. Funciona en caso

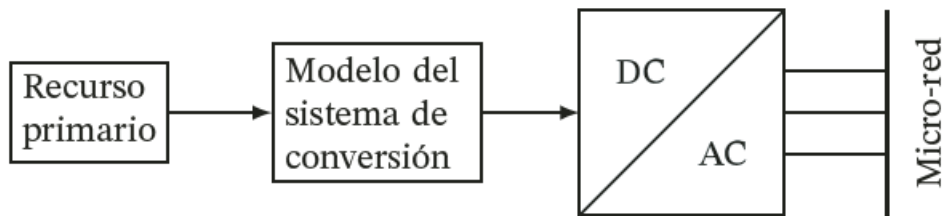


Figura 3: Sistema de generación de la microrred. Fuente [2]

de apagón y mitiga la variabilidad de las fuentes de energía renovables. Por lo tanto, suele colocarse entre las fuentes renovables y la carga para ayudar a que la generación se adapte a la demanda de carga en cualquier momento, garantizando así la estabilidad del sistema. El tamaño del almacenamiento en baterías es importante, y deben hacerse cálculos detallados para satisfacer la demanda cuando la energía de la red eléctrica no esté disponible. La capacidad de almacenamiento que se requiere, se puede calcular por medio de la siguiente formula[2].

$$B_{\text{tamaño}} = \frac{E_{\text{carga}} \cdot \text{Dias}_{\text{off}}}{\text{DoD}_{\text{max}} \cdot \eta_{\text{temp}}} \quad (1)$$

Donde E_{carga} es la carga que hay que suministrar cuando no hay energía, cuyas unidades son amperios hora, Dias_{off} son los días donde no se cuenta con la red eléctrica, DoD_{max} es la profundidad máxima de descarga de la batería, y η_{temp} es el factor corrector de temperatura.

Cargas de la microrred:

Las cargas dentro de una microrred usualmente son de diversa naturaleza; por lo cual los modelos de carga contiene un gran componente de incertidumbre, en torno a su precisión y pertinencia; se considera como un problema complejo de resolver tanto en los sistemas eléctricos convencionales como en las microrredes debido a la variabilidad sujeta la demanda y la diversidad de elementos que se conectan.

Al ser una microrred residencial, sus cargas son de uso domestico, generalmente electrodomésticos de bajo consumo de potencia y con poca variabilidad; en contraste con el comportamiento de cargas de tipo industrial, como lo es la puesta en marcha de un motor, en cuyo caso es necesario necesita un mayor suministro de energía para su arranque.

Además, actualmente, existen nuevos tipos de carga como los vehículos eléctricos y/o cargas conectadas a través de convertidores de potencia, los cuales desafían a los modelos de carga convencionales, tanto los estáticos como el polinomial o ZIP («Z» contante, «I» constante y «P» constante), y el exponencial o los dinámicos. Estos nuevos tipos de carga aumentan la flexibilidad en las condiciones operativas de la microrred.

4.1. Modelo de mercado

Para el funcionamiento y la coordinación de las comunidades interconectadas y las microrredes, es necesario definir ciertos roles de mercado; este trabajo está enfocado en la implementación de un sistema de gestión de la demanda para una microrred que se encuentra dentro de la lógica de un mercado abierto.

4.1.1. Mercado abierto

Para vender y comprar electricidad, este diseño de mercado se basa en que los participantes comercian y negocian entre ellos. Como tal, el diseño del mercado es una estrategia

descentralizada sin supervisión de terceros desarrollaron un marco de mercado energético para una microrred, que permite a los pequeños agentes comerciar con energía sin una entidad central. Este mercado abierto está cobrando impulso en el campo de la investigación. En un problema de optimización, el mercado abierto de energía suele resolverse de forma centralizada, minimizando el coste total de la electricidad [57]. Además, con una estrategia de solución descentralizada cada agente puede optimizar su propio problema, de forma coordinada. En lugar de un gran problema de optimización, hay muchos pequeños problemas de optimización individuales definidos para cada agente. Además, como cada agente sólo utiliza su propia información, su privacidad está garantizada. La principal desventaja es que la solución obtenida no es óptima para la comunidad. Para avanzar en esta estrategia, se proponen técnicas de optimización descentralizada. Cada agente comparte el precio y la potencia que está dispuesto a intercambiar, sin revelar las características de los DER, los patrones de demanda y las preferencias. Las características del sistema para simplificar el problema en cuanto a complejidad y esfuerzo computacional. Se han hecho las siguientes suposiciones simplificadoras:

- Capacidad ilimitada de potencia de la red en cualquier momento, que suele estar limitada por las líneas de transmisión.
- Las características físicas del sistema eléctrico, como los flujos de potencia, los niveles de tensión el equilibrio de la frecuencia y los efectos reactivos, no se tienen en cuenta.
- No se tienen en cuenta los costes de inversión para la implementación de la microrred.
- El almacenamiento se basa en las características de la batería de iones de litio.
- No se tienen en cuenta algunas características del almacenamiento, como la degradación y las pérdidas.
- Todas las eficiencias se consideran constantes.
- No se tienen en cuenta las incertidumbres en la producción de DER, los precios de la electricidad y la demanda, ya que todas las series temporales de entrada se estiman a partir de datos históricos. En otras palabras, se supone que es un modelo de previsión perfecto, en el que la demanda, la producción y los precios se conocen antes de resolver el problema.
- Todas las características energéticas de la zona residencial y la generación se suponen y diseñan teniendo en cuenta valores obtenidos de una residencia promedio y la generación fotovoltaica promedio que genera.

4.1.2. Formulación del modelo

Un diseño de mercado para una comunidad de consumidores y prosumidores consistió principalmente decisiones comerciales basadas en las opciones de flexibilidad, la red, el excedente de DER y los precios comerciales locales. Se requiere un método de optimización en varios pasos porque el nivel de almacenamiento en cualquier paso de tiempo depende del nivel de almacenamiento anterior. Con un paso temporal t , estas decisiones se optimizan

en un horizonte temporal. El objetivo es minimizar el coste total de la electricidad para la comunidad en su conjunto, teniendo en cuenta las características energéticas de la microrred, el almacenamiento, el comercio y las restricciones de suministro. Con esta minimización del coste total, la estrategia de operación es centralizada para la comunidad. El objetivo principal es determinar el flujo de electricidad dentro de la microrred teniendo en cuenta los valores de mercado y las opciones de flexibilidad compartidas in situ para un emplazamiento residencial, en términos de reducción de picos, flujos de energía y reducción de costes. La tabla 1 presenta los conjuntos, variables y parámetros utilizados en el modelo matemático.

4.2. Modelo matemático

4.2.1. Modelo variables económicas

Los modelos matemáticos consignados en esta sección, es uno de los aportes generados de este trabajo. La tarifa de consumo consta de un término fijo de energía y un término de potencia. El término fijo es un coste fijo anual o mensual [COP/mes], que cubre, por ejemplo, las inversiones en la red y los impuestos del gobierno. El término de energía se expresa en [COP/kW h] y refleja el coste del uso de la red, por ejemplo, las pérdidas. Por último, el término de potencia es un coste fijo o dependiente de la temporada que se cobra por la mayor potencia máxima demandada durante un mes, expresada en [COP/kW p/mes].

El coste total de la electricidad de la microrred en un mercado abierto se presenta en la Ecuación 2.

$$C_{r,total}^{m,mr} = \sum_{t \in m} (C_{r,var} \cdot P_{r,com}^{t,mr}) + (C_{r,fijo}^m) - \sum_{t \in m} (C_{iny}^m \cdot P_{r,ven}^{t,mr}) \quad (2)$$

Donde:

$C_{r,total}^{m,mr}$ es el coste total de la electricidad de la microrred en unidades de COP/Mes.

$C_{r,var}$ es el costo de la energía en la tarifa de los servicios públicos en unidades COP/KW h.

$P_{r,com}^{t,mr}$ es el consumo de red convencional a la microrred en unidades KW.

$C_{r,fijo}$ es el costo fijo de la tarifa de servicios públicos en unidades de COP/Mes.

C_{iny}^m es el precio de la energía por la inyección a la red en unidades de COP/KW h.

$P_{r,ven}^{t,mr}$ es la inyección de energía de la microrred hacia la red convencional en unidades de KW.

La mayor potencia medida extraída de la red durante una hora del mes es la demanda máxima $P_{pico}^{m,b}$ de la microrred en el mes en cuestión en unidades de KW, se modela en la ecuación 3.

Tabla 1: Parámetros para el modelo del sistema de gestión de la demanda

Descripción		Unidades
Fijos		
T	Conjunto de periodo de tiempo	
M	Conjunto de periodo de meses	
MR	Microrred residencial	
Escalares		
$C_{r,var}$	Costo de la energía en la tarifa de los servicios públicos	COP/kWh
$C_{r,fijo}$	Costo fijo de la tarifa de servicios públicos	COP/Mes
φ_{mr}	Pérdidas en la red de distribución y conversión de fuentes de generación para el comercio de energía entre microrredes.	
Δt	Duración intervalo de tiempo t	h
$\overline{SOC}/\underline{SOC}$	Límite superior/inferior del estado de carga del sistema de almacenamiento.	p.u.
E^{nom}	Capacidad nominal del sistema de almacenamiento.	
$\mu_{car/des}$	Eficiencia de carga/descarga del sistema de almacenamiento.	
μ_{inv}	Eficiencia del inversor del sistema de almacenamiento.	
p_{inv}^{nom}	Potencia nominal del inversor del sistema de almacenamiento.	kW
$\mu_{ev.car/des}$	Eficiencia de carga/descarga del VE	
E_{ve}^{nom}	Capacidad nominal de almacenamiento del VE	kWh
$p_{ve,car}^{nom}$	Potencia nominal del cargador de VE	kW
E_{ini}/E_{fin}	Energía almacenada en el VE al llegar y salir de la microrred	p.u.
VE_{num}	Números de VE estacionados en la microrred.	
Parámetros		
$p_{dem}^{(t,mr)}$	Demanda de la unidad residencial en paso del tiempo t	kW
$p_{DER}^{(t,mr)}$	Generación de energía de la microrred en el paso del tiempo t	kW
$c_g^{(t)}$	Precio de la energía en el paso de tiempo t	COP/kWh
$c_{iny}^{(t)}$	Precio de la energía por la inyección a la red en el paso de tiempo t	COP/kWh
$c_{mr}^{(t,mr)}$	Precio de la electricidad en el mercado local para la microrred en el paso de tiempo t	COP/kWh
$R^{(t)}$	Estado binario, si el VE se encuentra en la residencia.	
VARIABLES		
$p_{r,com}^{(t,mr)}$	Consumo de red de la microrred en el paso de tiempo t	kW
$p_{r,pico}^{(m,mr)}$	Pico de demanda de energía de la microrred en el mes m	kWp
$p_{r,ven}^{(t,mr)}$	Inyección de la microrred a la red en el paso de tiempo t	kW
$p_{car}^{(t,mr)}/p_{des}^{(t,mr)}$	Carga/descarga de energía del sistema de almacenamiento de la microrred	kW
$E^{(t)}$	Nivel de energía del sistema de almacenamiento en el paso de tiempo t	kWh
$p_{imp}^{(t,mr)}$	Compra de electricidad por parte de otra microrred en el paso de tiempo t	kW
$p_{exp}^{(t,mr)}$	Venta de electricidad por parte de otra microrred a en el paso de tiempo t	kW
$p_{imp,mo}^{(t,mr \leftarrow mo)}$	Compra de electricidad de la microrred a otra microrred (mo) en el paso de tiempo t	kW
$p_{exp,mo}^{(t,mr \rightarrow mo)}$	Venta de electricidad de la microrred a otra microrred (mo) en el paso de tiempo t	kW
$E_{ve}^{(t)}$	Nivel total de energía de almacenamiento VE en el paso de tiempo t	kWh
$p_{ve,car}/p_{ve,des}^{(t,mr)}$	Carga/descarga de energía del almacenamiento de VE hacia la microrred en el paso de tiempo t	kW
$p_{car,desp}/p_{car,pro}^{(t,mr)}$	Carga desplazada/programada de la microrred en el paso de tiempo t	kW
$E_{desp}^{(t,mr)}$	Nivel de potencia desplazado de la microrred en el paso de tiempo t	kWh
$p_{dis}^{(t,mr)}$	Disminución de la generación de energía de la microrred.	kW

$$P_{r,pico}^{m,mr} \geq P_{r,com}^{t,mr}, \forall t \in M \quad (3)$$

La potencia extraída de la red por la microrred en el paso de tiempo t tiene que ser un valor positivo, aplicando la Ecuación 4.

$$P_{r,com}^{t,mr} \geq 0 \quad (4)$$

El comercio de energía entre microrredes en las zonas residenciales permite un comercio de energía flexible y directo de energía entre las microrredes interconectadas.

La restricción de energía que puede inyectar la microrred a la red principal, para representar esto, se aplica la Ecuación 5.

$$0 \leq P_{r,ven}^{t,mr} \leq P_{iny}^{max} \quad (5)$$

El total de energía exportada por la microrred (mr) hacia otra microrred (mo) a través del tiempo t en unidades de KW, se define por la Ecuación 6.

$$P_{exp}^{t,mr} = \sum_{mr \neq mo} P_{exp,mo}^{t,mr \rightarrow mo} \quad (6)$$

Por tanto, la ecuación 7 establece la potencia total importada de microrred a través del tiempo t en unidades de KW.

$$P_{imp}^{t,mr} = \sum_{mr \neq mo} P_{imp,mo}^{t,mr \leftarrow mo} \quad (7)$$

La potencia importada por la microrred desde otra microrred en unidades de KW se calcula con la ecuación 8.

$$P_{imp,mo}^{t,mrmo} = \varphi_{mr} \cdot P_{exp,mr}^{t,mo \leftarrow}, \forall mo \neq mr \quad (8)$$

La suma total de los flujos de energía comercializada entre microrredes viene dada por la ecuación 9, donde la energía total exportada es igual a la energía total importada dentro de la zona residencial con microrredes.

$$\sum_{mr} \varphi_{mr} \cdot P_{exp}^{t,mr} = \sum_{mr} P_{imp}^{t,mr} \quad (9)$$

Donde:

φ_{mr} son las pérdidas en la red de distribución y conversión de fuentes de generación para el comercio de energía entre microrredes, como representa eficiencia, no contiene unidades.

$P_{exp}^{t,mr}$ es la venta de electricidad hacia otra microrred en unidades de KW.

$P_{imp}^{t,mr}$ es la compra de electricidad por parte de otra microrred en unidades de KW.

4.2.2. Modelo sistema de almacenamiento

Existen varias tecnologías de almacenamiento de energía, cada una con sus ventajas e inconvenientes. Como componente bidireccional, el almacenamiento de energía puede cargarse y descargarse, pero no al mismo tiempo. El equilibrio del almacenamiento de energía, donde el nivel de energía se reduce o aumenta en cada paso de tiempo. El nivel de energía E en el paso de tiempo t es una función de la energía almacenada en el paso de tiempo $t-1$, lo cual justifica el uso del método de optimización en varios pasos. La ecuación 10 muestra el modelo del sistema de almacenamiento de la microrred.

$$E^{(t)} = E^{(t-1)} + (\mu_{car} \cdot \mu_{inv} \cdot \Delta t) \cdot P_{car}^{t,mr} - \frac{1}{\mu_{des} \cdot \mu_{inv}} \cdot \Delta t \cdot P_{des}^{t,mr} \quad (10)$$

Donde:

$E^{(t)}$ es el nivel total de energía en el sistema de almacenamiento en unidades de KW h.

$E^{(t-1)}$ es el nivel total de energía en el sistema de almacenamiento en el instante anterior de tiempo, en unidades de KW h.

μ_{car}/μ_{des} son las eficiencias de carga/descarga del sistema de almacenamiento, no poseen unidades.

μ_{inv} es la eficiencia del inversor del sistema de almacenamiento, no posee unidades.

$P_{car}^{t,mr}$ es la energía que carga el sistema de almacenamiento en unidades de KW.

$P_{des}^{t,mr}$ es el nivel de energía de descarga del sistema de almacenamiento en unidades de KW.

Las pérdidas de conversión para el almacenamiento se tienen en cuenta mediante las eficiencias de carga $P_{car}^{t,mr}$ y de descarga $P_{des}^{t,mr}$. Las potencias dependen de la corriente que atraviesa el acumulador. Sin embargo, para simplificar se supone que son constantes y se calcula que son iguales en función de la eficiencia de ida y vuelta μ_{alm} , como se muestra en la ecuación 11. La eficiencia de ida y vuelta se denomina rendimiento del almacenamiento. Además, las potencias de carga y descarga están sujetas a la eficiencia del inversor del almacenamiento μ_{inv} .

$$\mu_{car} = \mu_{des} = \sqrt{\mu_{alm}} \quad (11)$$

La restricción que se debe tener en el sistema de almacenamiento, la cual limita el nivel de energía a través del tiempo se dan en la ecuación 12. Estos límites mantienen la energía almacenada en rangos seguros, con el fin de evitar las dañinas descargas profundas o las sobrecargas.

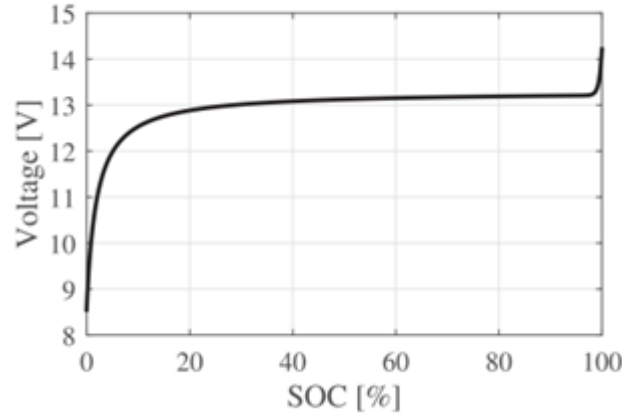


Figura 4: Zona de operación óptima de una batería de iones de litio. Fuente [3]

$$E^{nom} \cdot \underline{SOC} \leq E^t \leq E^{nom} \cdot \overline{SOC} \quad (12)$$

Donde el estado de carga del almacenamiento (SOC) es una variable que pertenece a $[0, 1]$ [p.u.] la cual define el nivel de energía almacenada en el sistema de almacenamiento en un momento dado. El SOC se expresado en la ecuación 13 por la capacidad nominal de almacenamiento en unidades de KW E^{nom} y la energía en el almacenamiento E^t . El SOC mínimo y máximo se deciden en función de la región de mejor funcionamiento del almacenamiento. La figura 4 ilustra una curva típica de la tensión en circuito abierto en función del SOC de una batería de iones de litio, donde el perfil es relativamente estable en el rango de SOC 20-90 %.

$$SOC = \frac{E^t}{E^{nom}} \quad (13)$$

4.2.3. Características de flexibilidad de la microrred

La flexibilidad del usuario final puede definirse como cualquier característica energética en la instalación del usuario que permite un cambio neto en la energía consumida de la red por el usuario o conjuntos de usuarios, como las zonas residenciales; estas suelen tener amplias demandas de energía, picos de demanda que pueden reprogramarse para proporcionar flexibilidad al consumo de la comunidad.

Desplazamiento de carga

El desplazamiento de la carga es el cambio del patrón de demanda normal mediante la reprogramación de cargas. Una carga desplazable para una microrred significa en la práctica que el usuario final de la microrred puede y está dispuesto a trasladar la demanda a un periodo de tiempo en el que la demanda es generalmente menor. Esto con el fin de

evitar la penalidad del cobro extra que se realiza por el uso de energía durante los picos de demanda.

Para simplificar, la función de desplazamiento de carga se modela como una unidad de almacenamiento sin pérdidas. La ecuación 14 presenta el balance de energía de las cargas que se han logrado desplazar; por lo tanto, lleva la cuenta de la cantidad de carga desplazada.

$$E_{des}^{t,mr} = E_{des}^{t-1,mr} + P_{car,desp}^{t,mr} \cdot \Delta t - P_{car,pro}^{t,mr} \cdot \Delta t \quad (14)$$

Donde:

$E_{des}^{t,mr}$ es el nivel de potencia desplazado de la microrred en unidades de KW h.

$E_{des}^{t-1,mr}$ es el nivel de potencia desplazado en un instante anterior de la microrred en unidades de KW h.

$P_{car,desp}^{t,mr} / P_{car,pro}^{t,mr}$ carga desplazada/programada de la microrred en unidades de KW.

Vehículos eléctricos

La conexión a la red del vehículo (RaV) es el uso bidireccional de la electricidad almacenada en las baterías de los vehículos. Si la tecnología se hace posible, el RaV promete un almacenamiento flexible y de rápida respuesta para varios servicios de red, como la reducción de picos y las reservas rotativas. Con los vehículos eléctricos estacionados dentro de la microrred, este doble uso de las baterías de los vehículos puede servir como unidad de almacenamiento in situ para la microrred. Una zona residencial puede tener muchos habitantes, por lo que suelen tener aparcamientos. En un futuro es posible que estos aparcamientos cuenten con tecnología RaV instalada, un almacenamiento que represente a los VE aparcados es una opción de flexibilidad rápida respuesta para la microrred. El aparcamiento de VE del edificio se modela como una unidad de almacenamiento conjunta, donde la ecuación 15 muestra el balance de energía del almacenamiento que proporciona los VE en el paso de tiempo t.

$$E_{ve}^{t,mr} = E_{ve}^{t-1,mr} + \nu_{ve,car} \cdot \Delta t \cdot P_{ve,car}^{t,mr} - \frac{1}{\nu_{ve,des}} \cdot \Delta t \cdot P_{ve,des}^{t,mr} \quad (15)$$

Donde:

$E_{ve}^{t,mr}$ es el nivel total de energía de almacenamiento VE en unidades de KW h.

$E_{ve}^{t-1,mr}$ es el nivel total de energía de almacenamiento VE en el instante anterior de tiempo en unidades de KW h.

$P_{ve,car}^{t,mr} / P_{ve,des}^{t,mr}$ es la carga/descarga de energía del almacenamiento de VE hacia la microrred en unidades de KW.

$\nu_{ve,car} / \nu_{ve,des}$ son las eficiencias de carga/descarga del VE, no contiene unidades.

Δt duración intervalo de tiempo en unidades de h.

La ecuación 16 define el límite superior e inferior del nivel de energía, que depende de la capacidad nominal media de la batería del VE E_{ve}^{nom} , el número de VE aparcados durante las horas de estadía VE_{num} , y los límites de SOC.

$$E_{ve}^{nom} \cdot VE_{num} \cdot \underline{SOC} \leq E_{ve}^{t,mr} \leq E_{ve}^{nom} \cdot VE_{num} \cdot \overline{SOC} \quad (16)$$

Los índices de potencia de carga y descarga están limitados por la capacidad nominal de la tecnología del cargador instalado y el número de VE aparcados, presentado en la ecuación 17 y 18.

$$0 \leq P_{ve,car}^{t,mr} \quad (17)$$

$$P_{ve,des}^{t,mr} \leq P_{ve,des}^{t,mr} \cdot VE_{num} \cdot R^t \quad (18)$$

Además, el parámetro binario R^t presentado en la ecuación 18, indica si a través del tiempo t se encuentra dentro de las horas que usualmente un VE se encuentra estacionado en su residencia. Es decir, indica si la unidad de almacenamiento del VE está disponible. Lo cual se puede representar en la ecuación 19.

$$R^t : \begin{cases} 1 & \text{si se encuentra en la residencia} \\ 0 & \text{si no es} \end{cases} \quad (19)$$

Por último, se define un límite de nivel de almacenamiento inicial y final para cada inicio y final de un día, dados por las ecuaciones 20 y 21. Estos límites representan la llegada y salida de los VE de la microrred. E_{ini} y $E_{fin} \in [0, 1]$ representan el nivel medio de energía que se supone que hay en la batería de cada VE al llegar y al salir de la residencia, respectivamente.

$$E_{ve}^{d_{ini}(t),mr} = E_{ve}^{nom} \cdot VE_{num} \cdot E_{ini}, \quad d_{ini}(t) \in T \quad (20)$$

$$P_{ve,des}^{t,mr} \leq P_{ve,des}^{t,mr} \cdot VE_{num} \cdot R^t \quad (21)$$

4.3. Obtención de datos de demanda

Debido a que los valores que se van a trabajar en las entradas del sistema de gestión, tienden a ser los más cercanos a la realidad; es necesario obtener datos reales de demanda de una unidad residencial a través del tiempo. Sin embargo, estos datos no se lograron obtener por medio de una búsqueda bibliográfica; especialmente por dos motivos; el primero de ellos, es que se desea que el sistema de gestión sea simulado con los datos más

cercanos a la realidad y coherentes con la ubicación del caso de estudio; el segundo es que no se encuentran datos detallados del consumo de una residencia o unidad residencial a través del tiempo, existen datos del consumo promedio de una residencia en un periodo de tiempo, pero no se puede despreciar la demanda en diferentes horas del día. Por tales motivos fue necesario recurrir a un medidor inteligente para obtener los datos de demanda de una residencia y poder suministrar de esta información al sistema de gestión.

El medidor inteligente que se utilizó para este trabajo, fue el elaborado en [58], el cual permite tomar diferentes métricas de naturaleza monofásica o trifásica, en el caso del presente trabajo se tomaron métricas de naturaleza monofásica, para obtener las gráficas que representan su comportamientos; dentro de estas métricas se encuentran:

- Tiempo
- Voltaje
- Corriente
- Frecuencia
- Potencia activa
- Potencia reactiva

Sin embargo, para el presente trabajo las variables a tener en cuenta es la potencia activa y el tiempo. Con estas dos variables, se logra conocer la demanda de una residencia a través de diferentes momentos del día.

Con la disposición del medidor inteligente y conociendo las variables que se desean estudiar, se procede a realizar la instalación del medidor inteligente en una residencia promedio con tres ocupantes. La conexión se realizó en paralelo con las salidas de la caja de fusibles dentro de la residencia, como se aprecian en las figuras 5 y 6

La información tomada por el medidor inteligente, era capturada y enviada a LoRa Gateway que funciona como repetidor, como se muestra en las figuras 7 y 8.

El repetidor se encarga de enviar los datos por medio del Wi-Fi de la red de la residencia a un servidor local; para este caso se utilizó como servidor local un computador común, pero debía estar encendido durante todo el periodo de toma de datos. Para convertir el computador en el servidor local, fue necesaria la instalación de programas como XAMPP; al tener la dirección IP de nuestra base de datos, se configura el LoRa Gateway para enviar los datos a está. Con la conexión exitosa entre el medidor inteligente y el servidor local, se procede a configurar la base de datos para guardar la información y obtener el parámetro de demanda en unidad residencial a través del tiempo.

4.4. Obtención de datos de potencia generada

La potencia generada por el sistema de generación distribuida de la microrred, es un insumo relevante para el sistema de gestión, con el fin de obtener resultados fiables,

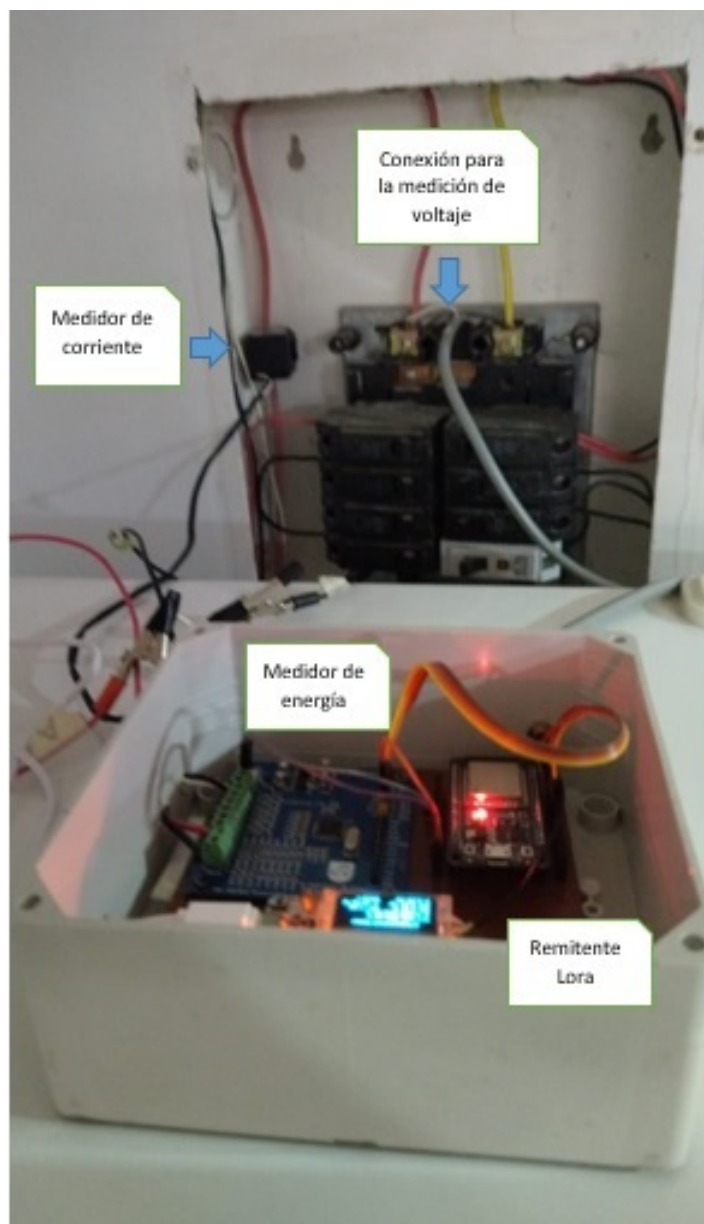


Figura 5: Conexión medidor inteligente en residencia



Figura 6: Conexión medidor inteligente a caja de fusibles



Figura 7: Conexión antena LoRa con red wifi



Figura 8: Repetición de datos del medidor en la antena

se utiliza la base de datos “Renewables.ninja”. Esta base de datos permite obtener los valores de potencia producida por parques eólicos o fotovoltaicos dependiendo de su zona geográfica en un periodo de tiempo definido. El software simula la generación en un periodo de tiempo de un año. El año de simulación para obtener los valores de generación, son del año 2019 para este trabajo, que es el año más reciente que permite el software simular.

5. Presentación de Resultados

5.1. Factores relevantes en un sistema de gestión de la demanda

En una microrred es posible acceder a múltiples variables a diferencia de los sistemas de potencia tradicionales, esto gracias a la ubicación de medidores inteligentes y mayor conocimiento del funcionamiento del sistema. Estas variables se pueden categorizar en entradas o salidas del sistema de gestión de la demanda.

Para lograr la identificación y la relevancia de las entradas y salidas del sistema de gestión de la demanda, se realizó un mapeo sistemático, con el fin de observar la tendencia de los diferentes factores y escenarios que inciden en una microrred.

5.1.1. Escenarios posibles de operación dentro de una microrred

La microrred se puede encontrar en diferentes estados de operación, uno de estos es el modo conectado a la red eléctrica convencional; en este escenario cuando la producción de energía fotovoltaica no es capaz de suplir la demanda, la batería suministrará energía a la microrred hasta que su SOC alcance el 80 %, cuando el SOC de la batería sea inferior al 80 %, la red eléctrica convencional se encargara de suplir la demanda.

La decisión de extraer energía de la compañía eléctrica o de la batería se tomará en función de la tarifa eléctrica que se aplique durante el día.

Si la cantidad de energía producida por el sistema fotovoltaico es mayor que la demanda de carga, la batería debe estar cargada. Si la cantidad de energía producida por el sistema fotovoltaico es mayor que la demanda de carga, la batería debe permanecer siempre en estado de carga o incluso flotando cuando está totalmente cargada.

Si es necesario, la corriente de carga que circula por la batería puede reducirse para evitar la extracción de energía de la red eléctrica. Por ejemplo, en periodos en los que tarifa es baja la batería debe cargarse y permanecer operando cuando se encuentra completamente cargada.

En los periodos en los que la tarifa es intermedia, la energía almacenada en la batería puede ser consumida para reducir la dependencia de la red eléctrica, pero el SOC debe ser del 60 % como máximo. Durante los periodos en los que la tarifa sea alta, la batería se utiliza para inyectar energía en la microrred para abastecer las cargas y exportar energía. Por razones de seguridad, el SOC está limitado al 60 % en caso de funcionamiento autónomo, el cual se aplica como alternativa para reducir la exportación de energía de la red eléctrica.

5.1.2. Funcionalidades del sistema de gestión de la demanda

El sistema de gestión de la demanda debe tener en cuenta el modo de funcionamiento de la microrred (conectado a la red o modo isla), el tipo de fuente si es propio o externo de la microrred, el nivel de carga de la batería (SOC), la demanda, el

nivel de carga de la batería (SOC) y las tarifas, con el fin de aprovechar mejor los recursos renovables y el bajo coste de la electricidad para los usuarios conectados a la microrred.

La gestión de demanda de la microrred debe incluir limitaciones impuestas a la importación/exportación de energía debido a estrategias operativas y el propósito de mantener el equilibrio entre generación y carga.

Con el fin de gestionar la variabilidad e incertidumbre de la generación fotovoltaica de forma efectiva, el sistema de gestión de la demanda, debe tener a disposición, sistemas o modelos de predicción, estos pueden incluir la previsión de GHI (Por sus siglas en ingles, que corresponden a Global Horizontal Irradiance) y la previsión de OCC (Por las siglas en inglés de Orange Coast College, es un sistema de predicción y reporte del clima). El modelo de previsión GHI se utiliza para predecir la potencia de salida fotovoltaica, mientras que el modelo de previsión OCC se utiliza para anticipar las condiciones meteorológicas, que pueden ser de cielo despejado o nublado. En función de las condiciones meteorológicas previstas, el modelo de gestión de la reserva de funcionamiento determina las correspondientes necesidades de reserva para la generación fotovoltaica. La generación fotovoltaica prevista y los requisitos de reservas de funcionamiento, junto con los datos de demanda y DER, se introducen finalmente en un modelo de optimización.

En este trabajo, en lugar de tener un sistema de predicción, se dispone de unas bases de datos, con la información de la demanda nominal en un hogar promedio colombiano y la generación fotovoltaica que se dan la zona de estudio; por lo tanto, para el sistema de gestión tendría este insumo como reemplazo de los sistemas de predicción.

En el modelo del sistema de gestión de la demanda empleado, el tiempo de muestreo es alrededor de 55 segundos; sin embargo, para el procesamiento de estos datos, fue necesario agrupar todos los parámetros con un mismo tiempo de muestreo y de acción por cada hora.

5.1.3. Entradas al sistema de gestión de la demanda

En diferentes investigaciones centradas en la implementación del sistema de gestión de la demanda [59, 48, 60] se observa el uso diverso de variables de entrada; así como distintas alternativas en las decisiones que éste pueda tomar. Las variables de entrada se pueden clasificar en tres categorías, las cuales son:

- Variables externas.
- Variables internas.
- Variables económicas.

Variables externas: Las entradas externas de la microrred, son aquellas relacionadas con los factores que influyen con su generación de energía, usualmente son de naturaleza meteorológica; estos cambian con respecto al tipo de energía renovable que se utilice; por ejemplo: Para la energía fotovoltaica, las variables relevantes son:

- La irradiación solar.
- La temperatura ambiente.
- Horas efectivas de sol.

Las variables externas se pueden subdividir en dos nuevas categorías, las cuales son:

- Meteorológicas.
- Potencia del sistema de generación

Meteorológicas: En [61, 62, 63, 64, 65] los autores usan como variables externas de naturaleza meteorológica a las siguientes: irradiación solar, temperatura y velocidad del viento. Los valores son obtenidos por métodos de predicción de incertidumbre para obtener un aproximado de la energía generada por la microrred y su capacidad de suplir la demanda de sus cargas. Aunque los autores en sus trabajos tienen estas similitudes, implementan diferentes arquitecturas, sistemas de generación, estrategias y métodos de control [21]. Sin embargo, a pesar de la diferencia de fuentes de generación, el tratamiento de la información y la obtención de esta es similar. Una revisión general de esta temática se presenta en la figura 9.

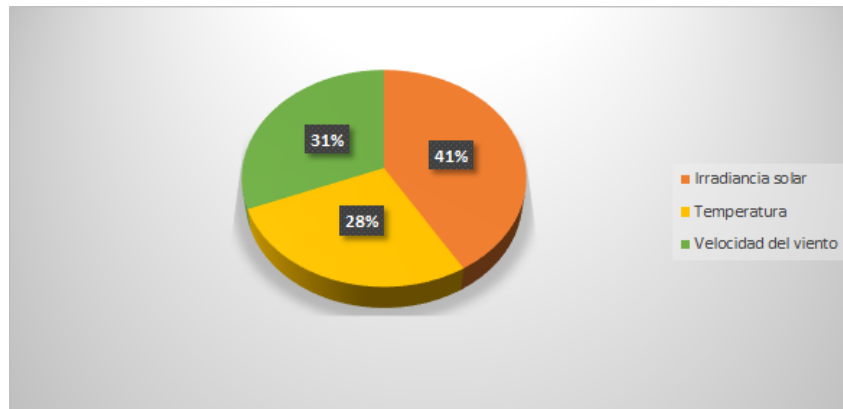


Figura 9: Variables meteorológicas relevantes.

Potencia de generación: En [38, 66, 67, 68, 69, 70, 71] utilizan como variables del sistema de gestión, la potencia de salida de los sistemas de generación; determinando la potencia máxima que puede suministrar cada uno de los sistemas de generación, ya sea con un histórico o la medición directa de la potencia de salida, por lo que solamente tienen en cuenta el resultado la generación de energía en la microrred. Las variables más relevantes se muestran en la figura 10.

Entradas Internas : La información que manejan las variables internas es de naturaleza eléctrica, son aquellas, que se encuentran inherentes en la microrred, son referentes a los sistemas que componen la microrred; tales como el sistema de almacenamiento, las diferentes cargas que se deban alimentar. Dentro de esta categoría se agrupan variables como:

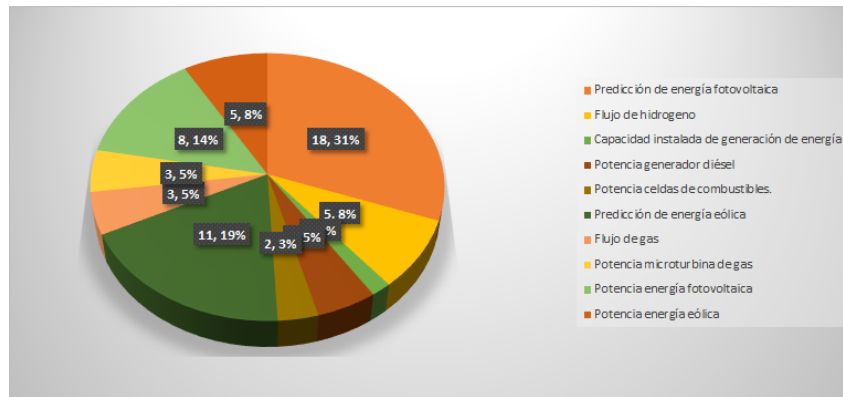


Figura 10: Variables de potencia de generación relevantes.

- Estado de carga y capacidad del sistema de almacenamiento.
- Estado de carga de un vehículo eléctrico.
- Potencia de salida del sistema de generación o predicción de está.
- Frecuencia de la energía generada.
- Demanda de cargas, cargas inteligentes y cargas flexibles.

A su vez esta categoría se subdivide en dos:

- Cargas prioritarias.
- Cargas controlables

Cargas prioritarias: En [42, 61, 72, 67, 68] utilizan dentro de esta categoría variables inherentes a la microrred, sobre las cuales se tienen control, cargas con un grado de prioridad dentro del funcionamiento de la microrred, ya que implementan un sistema de gestión que utiliza una jerarquía de consumo; dando cabida a la priorización de cargas, por lo cual; el peso de la necesidad de suplir estas demandas tiene un valor superior en la toma de decisiones del sistema de gestión. Las variables con mayor relevancia se muestran en la figura 11.

Cargas controlables: En [3, 73, 74, 75] plantean dentro de esta categoría, la implementación de cargas controlables o inteligentes, que ayuden al sistema de gestión a evitar que la red se sobrecargue o desestabilice, igualmente facilitan la comunicación entre las mismas y el sistema de gestión lo que permite al sistema de gestión graduar la alimentación hacia ellas o las acciones que están deban tomar, desde un rango predeterminado de parámetros, lo que le permite a las cargas funcionar parcialmente, preservando sus funciones primordiales. Las variables más relevantes se pueden observar en la figura 12.

Variables económicas.: Variables económicas de la microrred, están relacionadas principalmente con los costos de funcionamiento y mantenimiento de esta; dentro de esta categoría se agrupan variables tales como:

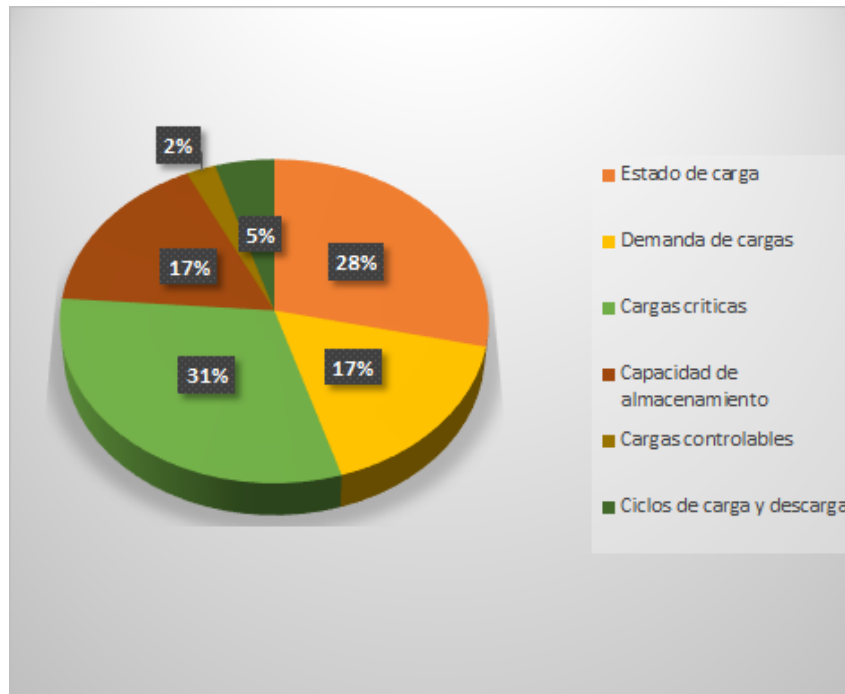


Figura 11: Variables de cargas prioritarias relevantes.

- Costo de operación (mantenimiento y puesta en marcha).
- Precio de compra de energía.
- Precio de venta de energía.

Esta información económica es obtenida usualmente por medio de bolsas de venta de energía[61]. Esta categoría se subdivide en dos:

- Valor de la energía.
- Costo de generación.

Valor de la energía: En [62, 63, 76, 71] plantean el costo de operación o valores que estén relacionados con este, agrupándolos en esta categoría, haciendo especial énfasis en el precio de la energía; al no depender de la red principal, el valor de la energía generada por la microrred, se puede igualar al precio de la energía por el tiempo que la microrred funcionó en modo autónomo, esto se considera como un ahorro que justifica los recursos, aportando a la viabilidad de la implementación de la microrred. Las variables más relevantes dentro de la categoría se pueden observar en la figura 13.

Costo de generación: En [77, 63, 67, 68] toma mayor relevancia en las variables económicas, factores como: costo de combustible o de generación, costo de operación y costo de mantenimiento de la microrred; el precio de la energía suministrada por la red convencional de energía no es considerado por estos autores, debido a que en los casos de estudio, la microrred se encuentra en modo de funcionamiento aislado. Las variables más

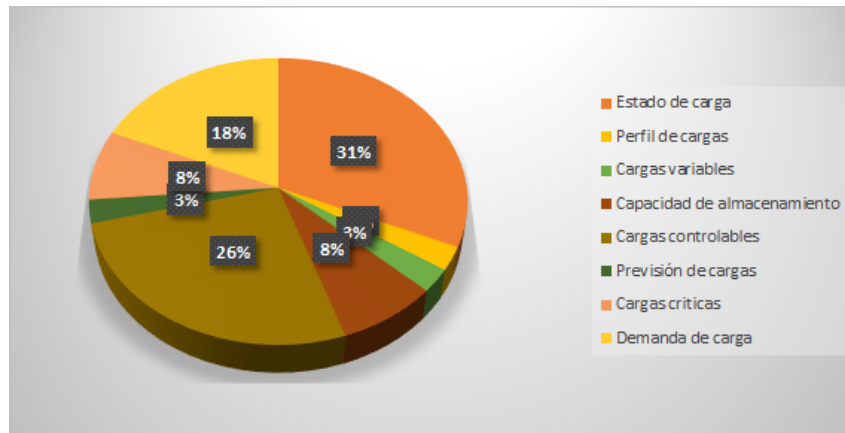


Figura 12: Variables de cargas controlables relevantes.

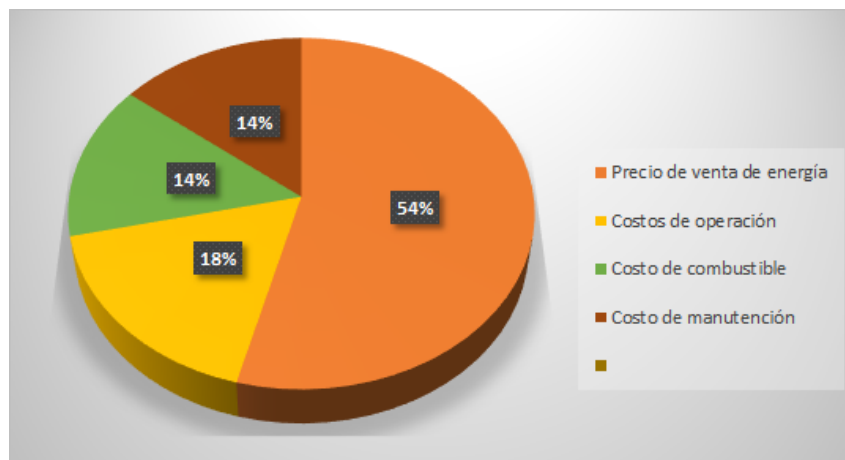


Figura 13: Variables de valor de energía relevantes.

relevantes dentro del costo de generación se muestra en la figura 14.

5.1.4. Salidas del sistema de gestión de la demanda

Se considera como una salida del sistema de gestión, la instrucción u orden que este ejecuta con el fin de cumplir un objetivo; estas instrucciones están ligadas con el direccionamiento del flujo de energía y el funcionamiento de componentes que son requeridos para cumplir dicho objetivo o por el contrario el apagado de los componentes poco relevantes de la microrred. Las salidas del sistema de gestión se agrupan en dos categorías:

- Estado de operación preestablecido
- Decisiones binarias

Estado de operación preestablecido: En [61, 66, 67, 68, 73] plantean como salidas del sistema de gestión, escenarios preestablecidos que se activan cuando parámetros dentro de la microrred llegan a unos valores definidos con anterioridad, estos escenarios están enfo-

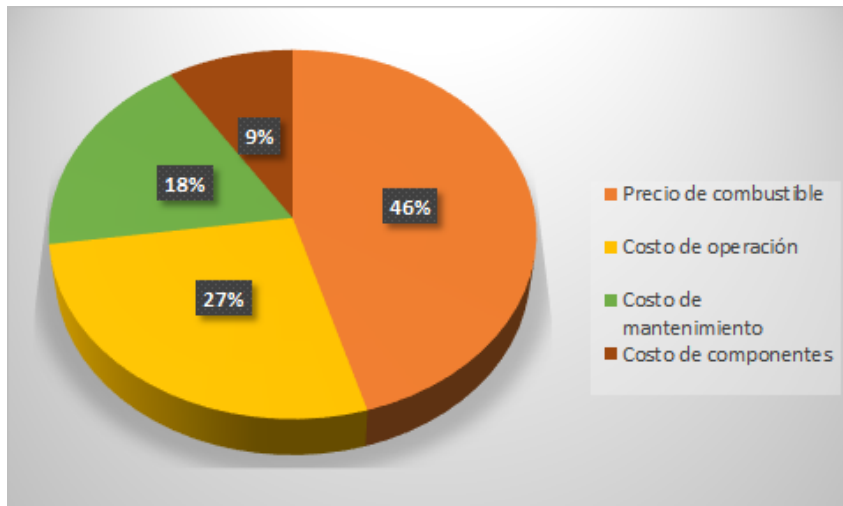


Figura 14: Variables de costo de generación.

cados en la dirección del flujo de energía con el fin de cumplir un objetivo específico; ya sea mantener la microrred en modo aislado, alimentar los componentes de almacenamiento, disminuir la demanda de la cargas, entre otros. Las variables más relevantes dentro de esta categoría se muestran en la figura 15.

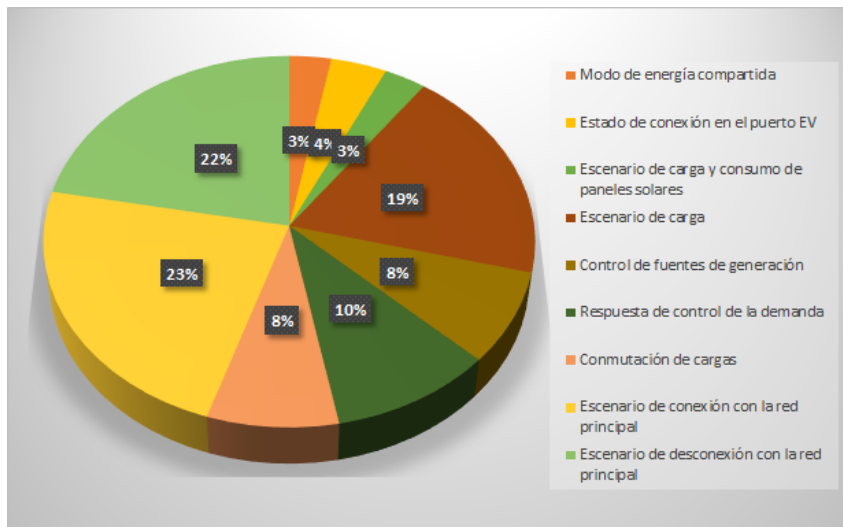


Figura 15: Variables de estado de operación preestablecido.

Decisiones binarias: En [77, 42, 63] plantean como salidas del sistema de gestión; conexión o desconexión de un elemento dentro de la microrred o el flujo de energía hacia fuera o dentro de la microrred, las variables más relevantes dentro de esta categoría se observa figura 16.

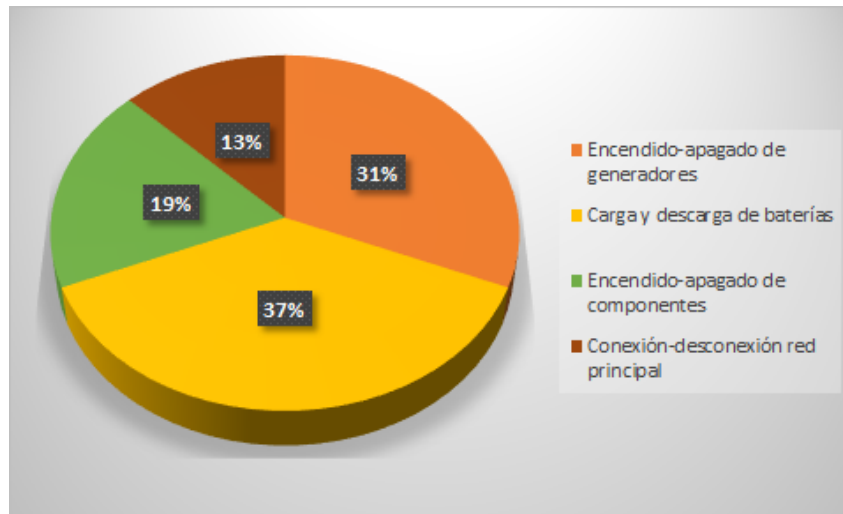


Figura 16: Variables de decisiones binarias.

5.2. Características técnicas dentro del sistema de gestión de la demanda

Observando los factores relevantes en el sistema de gestión; se aprecia la importancia de los componentes de la microrred y su influencia en los datos que deben tener en cuenta; especialmente el tipo de la generación de la microrred, donde se aprecia que la irradiación solar es la entrada más relevante dentro de la categoría externa sub-sección meteorológicas, con más del 40 % de presencia en los artículos estudiados, lo que muestra una mayor implementación en microrredes que poseen fuentes de generación fotovoltaica. La misma tendencia se observa en la categoría de variables externas por potencia de generación, donde la predicción de energía fotovoltaica es la más recurrente con un 31 % , en contraste con el 5 % de los artículos estudiados. Mostrando una clara tendencia en la implementación de energías renovables en las microrredes, en particular la fotovoltaica.

Así como algunos componentes de la microrred influyen en los datos que se tienen en cuenta en el sistema de gestión, no se aprecia una incidencia considerable de estos para el caso de estudio, la forma de recopilar y procesar los datos puede ser tan variada, que no refleja una diferencia estadística significativa en las entradas y salidas del sistema; en cambio, es apreciable una mayor implementación de estrategias de control centralizada con una presencia en el 83 % de los artículos estudiados; sin embargo al hacer un análisis un poco más meticuloso con referencia a la antigüedad de los artículos estudiados, se observa una tendencia en el cambio hacia la estrategias de control descentralizada; esto se puede entender por la flexibilidad que ofrece y un mejor cumplimiento de los objetivos aunque su gasto computacional y de recursos informáticos sean mayores [21]. Las técnicas de control implementadas por los sistemas de gestión en los artículos estudiados en tan variada, que no representa una diferencia estadística significativa.

Las entradas de los sistema de gestión siguen a la necesidad de los módulos del sistema de

gestión y ciertos componentes de la microrred, esto se aprecia de forma clara, cuando más de un 90 % de los artículos estudiados implementan algún sistema de almacenamiento, principalmente por baterías y se realiza un seguimiento a este componente, por medio de su estado de carga y capacidad de almacenamiento; las demás variables en esta categoría, dependen más del tipo de cargas que la microrred debe alimentar. La categoría de variables económicas, con sus respectivas sub-categorías, depende de la arquitectura de la microrred más que otra característica del sistema de gestión, ya que están directamente relacionadas con la conexión a la red principal o a otras microrredes; teniendo que si la microrred se encuentra aislada, las variables económicas se centran en el costo de operación y precio de combustible, debido a que con el fin de garantizar el flujo de energía constante se utiliza como forma de generación alterna los generadores diésel o similares; en cambio, si tienen la posibilidad la microrred de estar conectada a la red principal, las variables económicas se centran en el precio de venta de energía seguido por los costos de operación, este tipo de arquitectura es la más utilizada en los artículos estudiados, siendo el 78 % de estos.

Las variables de salida no muestran alguna relación directa con los módulos de los sistemas de gestión estudiados, en comparación con las variables de entrada; las salidas dependen más de cómo el autor desea que se ejecute la toma de decisiones, teniendo decisiones binarias de conexión-desconexión de componentes de la microrred. Las decisiones sobre la generación y autonomía de la microrred son las más implementadas, en comparación a las decisiones para gestionar la demanda.

5.3. Elaboración del sistema de gestión de la demanda

El sistema de gestión de la demanda, consiste en la solución de un problema de optimización, el cual se formuló como un problema lineal entero mixto, el cual busca encontrar la mejor solución factible al modelo matemático que en este trabajo representa la microrred, dentro del modelo matemático estarán consignadas las variables de decisión y las restricciones o condiciones a las que están sujetas. La formulación del problema de optimización se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones.

Primero se especificaron las variables y datos que serán el insumo para la formulación del problema de optimización, estas variables están relacionadas con las variables externas, internas y económicas que se explicaron anteriormente, en el trabajo. En la categoría de las variables externas se implementaron variables dentro de la subcategoría de potencia del sistema de generación como la potencia de energía fotovoltaica, la cual se obtuvo por medio de la base de datos “Renewable ninjagomo se explico en la sección 4.4. En la categoría de las variables internas se tomó la subcategoría de cargas prioritarias, donde se modela las restricciones referentes al desplazamiento de carga, teniendo en cuenta las cargas prioritarias o programadas que no pueden ser desplazadas. En la categoría de variables económicas se tomaron en cuenta las variables de la subcategoría de valor de la energía, donde se toma en cuenta el precio de venta de energía, cuyo valores se tomaron por medio de la bolsa de valores de la Unión Europea, debido a que maneja tasas diferenciales en el entorno residencial.

Las variables tienen una dimensión de 165 datos, esto debido a que fueron las horas en que el medidor inteligente trabajo para recopilar la información de la demanda de la unidad residencial, un aproximado a una semana. Tomando como referencia estos datos obtenidos se realizo un arreglo con los demás parámetros, con el fin de tener la mismas dimensiones.

Luego de especificar las variables y datos, se procede a establecer las restricciones que se deben cumplir en el modelo o en la microrred, estas restricciones se especificaron en la sección 4.2 del presente trabajo y representan el modelo matemático de la microrred. Por lo tanto, se plasma las ecuaciones matemáticas mencionadas en el problema de optimización, con lo cual se logra representar la microrred dentro del problema de optimización.

Teniendo la representación matemática de la microrred en el problema de optimización, se procede a determinar las variables de decisión dentro del problema de optimización, estas variables están representadas por los flujos de energía desde y hacia la microrred, son un total de dieciséis variables las cuales representan los flujo de energía de los componentes de la microrred, como los flujos de energía a sus sistemas de almacenamiento, la energía desplazada de sus cargas, la energía importada o exportada hacia la red convencional u otras microrredes entre otras.

Para finalizar se define la función objetivo, la cual es una expresión matemática que describe el objetivo, este trabajo se enfoca en buscar el costo mínimo para el usuario final, por lo tanto nuestra función objetivo representa el costo total de energía de la microrred, cuyo sistema de gestión de la demanda busca dirigir la demanda de la microrred con el propósito de converger en el mínimo de la función objetivo.

Para tener un mayor entendimiento de esta sección del trabajo se recomienda la lectura del anexo A.

6. Validación del modelo de gestión de la demanda propuesto

6.1. Escenario solo intercambio con la red principal

El diseño del mercado del caso básico consiste en la conexión a la red y características energéticas de la microrred. Los costos surgen en los eventos de consumo de la red y desplazamiento de la carga. Los beneficios surgen cuando los prosumidores venden su exceso de electricidad a la red. Así, la función objetivo, minimiza el coste total de la energía de la red y el desplazamiento de la carga. Donde el coste total de la electricidad de la red durante el periodo de optimización, lo cual se representa en la ecuación 22.

$$C_{totCB} = \sum_{mr}^{MR} \left(\sum_t^T [C_{r,var} \cdot P_{r,com}^{(t,mr)} \cdot \Delta t] + \sum_m^M [C_{r,fijo}^{(m)} + C_{r,pico}^{m,mr} \cdot P_{r,pico}^{(m,mr)}] - \sum_t^T [C_{iny}^{(t)} \cdot P_{r,ven}^{(t,mr)} \cdot \Delta t \varphi_{mr}] \right) \quad (22)$$

Donde:

C_{totCB} es el costo total de la energía de la microrred en el caso básico en unidades de COP.

$C_{r,var}$ es el costo de la energía en la tarifa de los servicios públicos en unidades COP/KW h.

$P_{r,com}$ es el consumo de energía de la red convencional hacia la microrred en unidades de KW.

Δt intervalo de tiempo en unidades de h.

$C_{r,fijo}^m$ es el costo fijo de la tarifa de servicios públicos en unidades de COP/mes.

$C_{r,pico}^{m,mr}$ es el costo de la penalización por el uso de energía en horas pico de demanda en unidades de COP/mes KW.

$P_{r,pico}^{m,mr}$ es el pico de demanda de energía de la microrred en el mes en unidades de KW.

C_{iny}^t es el precio de la energía por la inyección a la red convencional en unidades de COP/KW h.

$P_{r,ven}^{t,mr}$ es la inyección de la microrred a la red convencional en unidades de KW.

φ_{mr} son las pérdidas en la red de distribución y conversión de fuentes de generación para el comercio de energía entre microrredes, no contiene unidades.

Las decisiones de cambio de carga, las cuales se mostraron en la ecuación 14 y las restricciones de las unidades de almacenamiento conjunto de los vehículos eléctricos, referentes a las ecuaciones 15-21. Además, el equilibrio instantáneo entre la demanda y la oferta debe mantenerse en todo momento para suplir los requerimientos de los usuarios, lo que implica

que la demanda total tiene que ser igual a la oferta total, se considera que la microrred $mr \in MR$ tienen diversos perfiles de demanda y producción in situ. La ecuación 23 toma en cuenta lo mencionado anteriormente y formula el equilibrio energético que se debe cumplir en la microrred mr en cada instante de tiempo t .

$$P_{dem}^{(t,mr)} + P_{r,ven}^{(t,mr)} + P_{ve,car}^{(t,mr)} + P_{pro,car}^{(t,mr)} + P_{dis}^{(t,mr)} = P_{DER}^{(t,mr)} + P_{r,com}^{(t,mr)} + P_{ve,des}^{(t,mr)} + P_{car,desp}^{(t,mr)} \quad (23)$$

Donde:

$P_{dem}^{(t,mr)}$ es la demanda de la unidad residencial en unidades de KW.

$P_{r,ven}^{(t,mr)}$ es la inyección de la microrred a la red convencional en unidades de KW.

$P_{ve,car}^{(t,mr)} / P_{ve,des}^{(t,mr)}$ son carga/descarga de energía del almacenamiento de VE hacia la microrred en unidades de KW.

$P_{car,desp}^{(t,mr)} / P_{pro,car}^{(t,mr)}$ son carga desplazada/programada de la microrred en unidades de KW.

$P_{dis}^{(t,mr)}$ es la disminución de la generación de energía de la microrred en unidades de KW.

$P_{DER}^{(t,mr)}$ es la generación de energía de la microrred en unidades de KW.

$P_{r,com}^{(t,mr)}$ es el consumo de energía de la red convencional hacia la microrred en unidades de KW.

El parámetro $P_{DER}^{(t,mr)}$ es la producción total de energía distribuida de las fuentes de generación en cada microrred mr en el paso de tiempo t . Además, la demanda $P_{dem}^{(t,mr)}$ también se da como un parámetro, mientras que la potencia que se obtiene de la red $P_{r,com}^{(t,mr)}$, la potencia que se inyecta a la red desde la microrred $P_{r,ven}^{(t,mr)}$, así como el desplazamiento de cargas $P_{car,desp}^{(t,mr)}$, son variables.

6.2. Escenario de intercambio con la red principal y otras microrredes

Para este escenario es necesario modelar un factor que no se ha tenido en cuenta; como lo es, el intercambio de energía entre microrredes. Estas nueva condición permiten a la microrred tener otra fuente de comercio flexible y directa de energía.

El total de potencia exportada por la microrred (mr) a través del tiempo t hacia otra microrred, se define por la ecuación 24.

$$P_{exp}^{t,mr} = \sum_{mr \neq mo} P_{exp,mo}^{t,mr \rightarrow mo} \quad (24)$$

Por tanto, la ecuación 25 establece la potencia total importada de la microrred a través de otra microrred en el paso del tiempo t .

$$P_{imp}^{t,mr} = \sum_{mr \neq mo} P_{imp,mo}^{t,mr \leftarrow mo} \quad (25)$$

La potencia importada por la microrred desde otra microrred se calcula con la ecuación 26 en unidades de KW.

$$P_{imp,mo}^{t,mr \leftarrow mo} = \varphi_{mr} \cdot P_{exp,mr}^{t,mo \leftarrow mr}, mo \neq mr \quad (26)$$

La suma total de los flujos de energía comercializada entre microrredes viene dada por ecuación 27, donde la energía total exportada es igual a la energía total importada dentro de la zona residencial con microrredes.

$$\sum_{mr} \varphi_{mr} \cdot P_{exp}^{(t,mr)} = \sum_{mr} P_{imp}^{t,mr} \quad (27)$$

Este escenario está marcado por la colaboración, las microrredes de la comunidad tienen la oportunidad de comerciar con la energía localmente. Los costes surgen cuando un prosumidor consume energía de la red, practica el desplazamiento de carga o importa energía de una microrred local. Los beneficios surgen de la inyección a la red, si la microrred exporta energía a otra microrred. El comercio entre microrredes influye en la solución óptima que puede proporcionar el sistema de gestión de la demanda, teniendo la función objetivo en la ecuación 28.

$$C_{totCMA} = C_{totCB} + \sum_{mr} \left(\sum_t [C_{mr}^{(t,mr)} \cdot P_{imp}^{(t,mr)} \Delta t \cdot \frac{1}{\varphi_{mr}}] - \sum_t \left[\sum_{mo \neq mr} C_{mr}^{(t,mr)} \cdot P_{exp}^{(t,mr)} \cdot \Delta t \right] \right) \quad (28)$$

Donde:

C_{totCMA} es el costo total de la energía de la microrred con posibilidad de comerciar con la red convencional y otras microrredes en unidades de COP.

C_{totCB} es el costo total de la energía de la microrred en el caso básico en unidades de COP.

$C_{mr}^{(t,mr)}$ es el precio de la electricidad en el mercado local para la microrred en unidades de COP/KWh.

$P_{imp}^{(t,mr)}$ es la energía que se importa a la microrred por otra microrred en unidades de KW.

φ_{mr} son las pérdidas en la red de distribución y conversión de fuentes de generación para el comercio de energía entre microrredes, no contiene unidades.

Δt es la duración del intervalo de tiempo en unidades de h.

$P_{exp}^{(t,mr)}$ es la energía que se exporta de la microrred hacia otra microrred en unidades de KW.

Esta minimización de costes está sujeta a las mismas restricciones del sistema que el objetivo del caso base, junto con las restricciones de comercio de energía entre microrredes, ecuaciones 22-25. Los flujos de energía que se comercia afectarán al balance energético de la microrred a través del tiempo t , por lo que la restricción de balance de energía relacionada se presenta en la ecuación 29.

$$P_{dem}^{(t,mr)} + P_{r,ven}^{(t,mr)} + P_{ve,car}^{(t,mr)} + P_{pro,car}^{(t,mr)} + P_{dis}^{(t,mr)} + P_{exp}^{(t,mr)} = P_{DER}^{(t,mr)} + P_{r,com}^{(t,mr)} + P_{ve,des}^{(t,mr)} + P_{car,desp}^{(t,mr)} + P_{imp}^{(t,mr)} \quad (29)$$

Donde:

$P_{dem}^{(t,mr)}$ es la demanda de la unidad residencial en unidades de KW.

$P_{r,ven}^{(t,mr)}$ es la inyección de la microrred a la red convencional en unidades de KW.

$P_{ve,car}^{(t,mr)} / P_{ve,des}^{(t,mr)}$ son carga/descarga de energía del almacenamiento de VE hacia la microrred en unidades de KW.

$P_{car,desp}^{(t,mr)} / P_{pro,car}^{(t,mr)}$ son carga desplazada/programada de la microrred en unidades de KW.

$P_{dis}^{(t,mr)}$ es la disminución de la generación de energía de la microrred en unidades de KW.

$P_{DER}^{(t,mr)}$ es la generación de energía de la microrred en unidades de KW.

$P_{r,com}^{(t,mr)}$ es el consumo de energía de la red convencional hacia la microrred en unidades de KW.

$P_{imp}^{(t,mr)}$ es la energía que se importa a la microrred por otra microrred en unidades de KW.

$P_{exp}^{(t,mr)}$ es la energía que se exporta de la microrred hacia otra microrred en unidades de KW.

6.3. Análisis de los resultados

Para realizar el análisis de resultados, se somete al sistema de gestión en tres escenarios diferentes, con el fin de observar la respuesta del sistema de gestión de la demanda, en el primer escenario, la generación de la microrred logra satisfacer las necesidades de la microrred, especialmente en la horas efectivas de luz solar; en el segundo escenario, la generación de la microrred, logra suplir en algunos momentos la demanda de la microrred; en el ultimo escenario, la generación de la microrred no logra suplir las necesidades de la demanda de la misma en la mayoría del tiempo incluyendo en los momentos del día, donde hay horas efectivas de sol; Los demás parámetros de la microrred se mantienen iguales en los tres escenarios. Cabe mencionar que las cargas de la microrred no varían dentro de los tres escenarios, ya que la variabilidad se da en la demanda de la microrred.

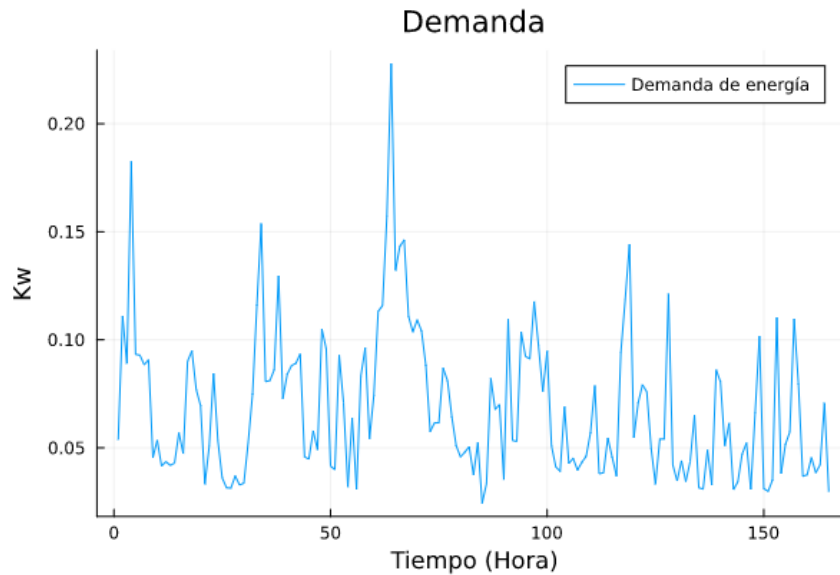


Figura 17: Demanda en un hogar promedio.

Primer escenario:

En este primer caso, se presenta un escenario, donde la microrred logra suplir su demanda en las horas efectivas de sol y el sistema fotovoltaico que posee, es capaz de generar la energía suficiente para ser una microrred autosuficiente; sin embargo, en los momentos donde no se encuentra activo, empiezan a funcionar los otros componentes de la microrred, como el sistema de almacenamiento, la importación de energía, el uso de los VE como sistema de respaldo al sistema de almacenamiento y el factor que compete al sistema de gestión de la demanda, el desplazamiento de carga, el cual se encarga de desplazar el consumo de energía eléctrica de los momentos de alta demanda a los momentos de baja demanda, lo que puede reducir el costo total de la energía.

En la figura 17 se presenta el perfil de carga de un hogar promedio, la recopilación de estos datos fueron explicados la sección 4.3. Al final de la figura en las ultimas 48 horas se observa que la demanda presenta menor variación con respecto a las horas de los anteriores días, debido a que corresponden a las horas del fin de semana, momento donde los electrodomésticos y diferentes cargas del hogar están siendo utilizados de forma constante.

La figura 18 muestra la demanda total de la microrred frente a la generación de la misma; es importante recordar que si bien, se obtuvieron los datos de un hogar promedio, se pensó en una microrred para una unidad residencial de cien casas; por lo cual la demanda se multiplico por ese valor, por tal motivo las unidades están en el orden de [KW]. Como se obtuvo los datos energía generada a través del tiempo, se explica en la sección 4.4.

En la figura 19 se observa el trabajo realizado por el sistema de gestión de la demanda, al realizar el desplazamiento de carga de la microrred; en este escenario debido a que la diferencia entre lo generado por la microrred y la demanda de la misma, en varios momentos,

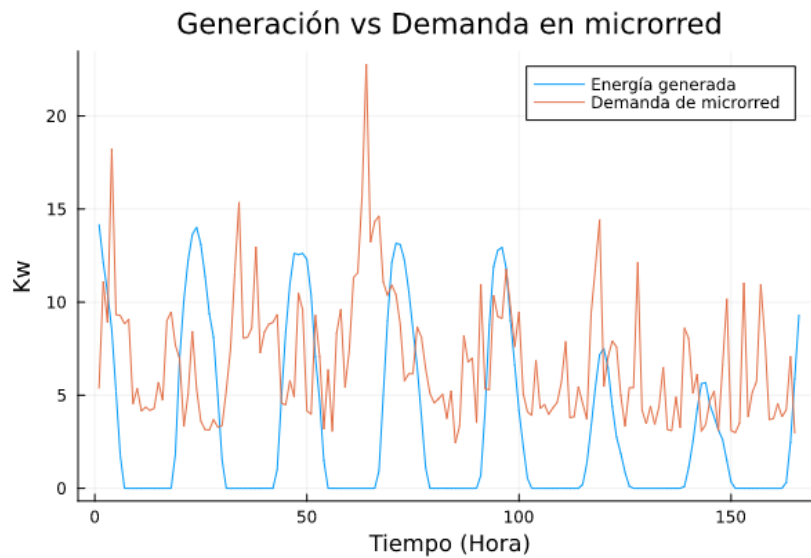


Figura 18: Generación vs demanda en la unidad residencial

no es muy grande. Los factores como los sistemas de almacenamiento y otras fuentes de energía como la red convencional logran compensar la diferencia; eso se ve reflejado en la ausencia de picos, el sistema de gestión de la demanda llevo el desplazamiento de carga alrededor de los 1000[w] y esa acción fue suficiente junto con la acción de los componentes mencionados para suplir la diferencia de generación y demanda del presente escenario.

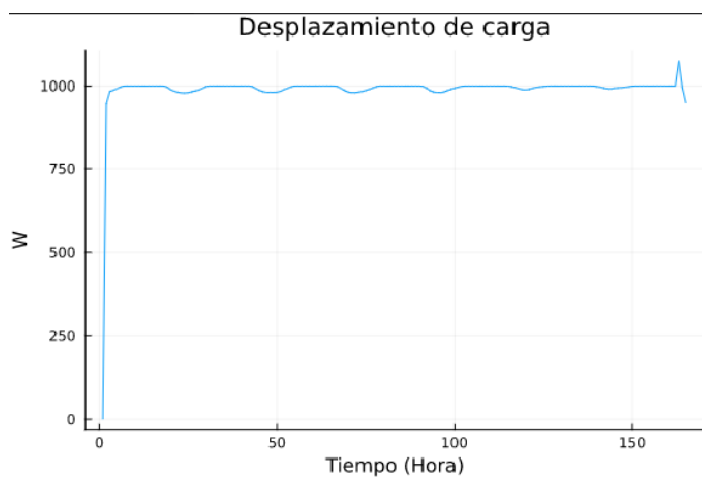


Figura 19: Gestión de la carga, escenario 1

Segundo escenario:

En el segundo escenario la microrred logra suplir su demanda promedio en las horas efectivas de sol; sin embargo, esta no se logra suplir en los picos de demanda; por lo tanto el sistema fotovoltaico que posee, solamente es capaz de generar la energía suficiente para suplir de forma parcial la demanda de la microrred. Tal como en el anterior escenario en los

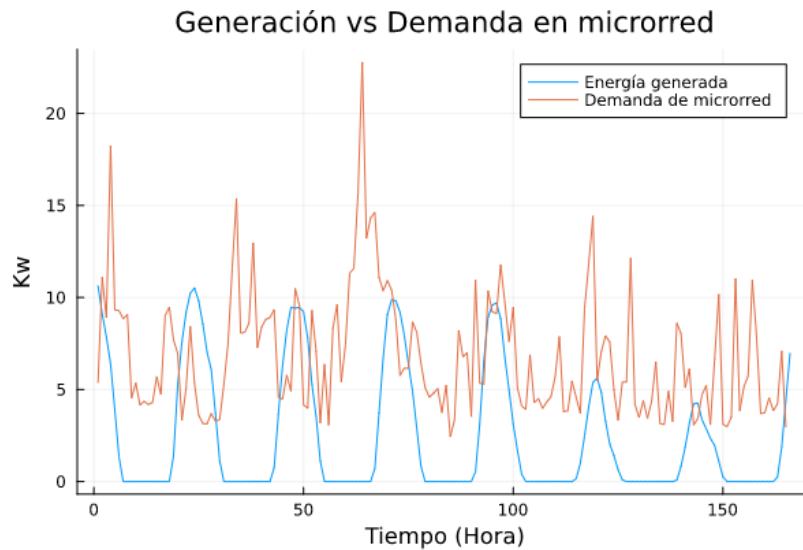


Figura 20: Generación vs demanda en la unidad residencial

momentos donde el sistema de generación de la microrred no se encuentra activo, empiezan a funcionar los otros componentes de la microrred, como el sistema de almacenamiento, la red convencional y el factor que compete al sistema de gestión de la demanda, el desplazamiento de carga.

En la figura 20 se observa la demanda total de la microrred frente a la generación de la misma, se tienen las mismas consideraciones que en el escenario anterior. La diferencia radica en los valores de generación de la microrred, en este escenario se aprecia que la generación de la microrred no logra suplir la demanda de la microrred para considerar que puede funcionar de forma aislada, aunque tengamos horas efectivas de sol, que permitan el funcionamiento del sistema de generación fotovoltaico; por lo cual es necesaria la intervención de los demás componentes de la microrred, como los sistemas de almacenamiento, la flexibilidad que nos puede proporcionar los VE y funciones como la importación de energía de la red convencional y el desplazamiento de carga el cual realizara el sistema de gestión de la demanda.

En la figura 21 se observa el trabajo realizado por el sistema de gestión de la demanda, al realizar el desplazamiento de carga de la microrred; en este escenario la diferencia entre lo generado por la microrred y la demanda de la misma, es mayor en los picos de demanda y cuando el sistema de generación no se encuentra en funcionamiento. Los factores como los sistemas de almacenamiento y otras fuentes de energía como la red convencional logran compensar la diferencia; sin embargo, en la figura se logra apreciar que se registra algunos "picos" oscilaciones de desplazamiento de carga que coinciden con los picos de demanda de la microrred; esto debido que al aumentar la entre demanda y generación, el sistema de gestión de la demanda, debe aumentar sus esfuerzos y aumentar el desplazamiento

de carga. El más claro de estos picos se encuentra en un tiempo aproximado a la hora 60, donde la demanda de la microrred se eleva por encima de los 20[KW]; así mismo, en el tiempo aproximado a la hora 60 en el desplazamiento de carga se observa el mayor desplazamiento de la carga en toda la semana.

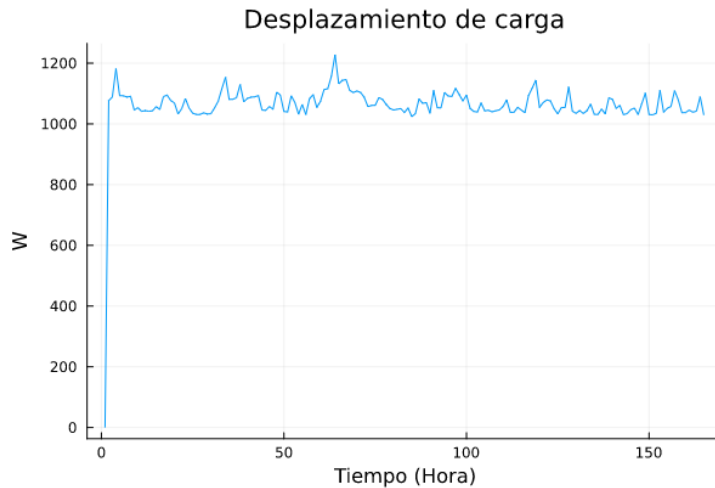


Figura 21: Gestión de la carga, escenario 2

Tercer escenario:

En el tercer escenario la microrred no logra suplir su demanda en prácticamente en ningún momento; lo cual significa que el sistema fotovoltaico no es capaz de generar la energía suficiente para suplir la demanda de la microrred. Tal como los anteriores escenarios en los momentos donde el sistema de generación de la microrred no se encuentra activo, empiezan a funcionar los otros componentes de la microrred, como el sistema de almacenamiento, la red convencional y el factor que compete al sistema de gestión de la demanda, el desplazamiento de carga.

En la figura 22 se observa la demanda total de la microrred frente a la generación de la misma, se tienen las mismas consideraciones que los escenarios anteriores. La diferencia radica en los valores de generación de la microrred, en este escenario se aprecia que la generación de la microrred no logra suplir la demanda de la microrred, por lo cual la microrred no podría funcionar de forma aislada, aunque tengamos horas efectivas de sol, que permitan el funcionamiento del sistema de generación fotovoltaico; por lo cual es necesaria la intervención de los demás componentes de la microrred, como los sistemas de almacenamiento, la flexibilidad que nos puede proporcionar los VE y funciones como la importación de energía de la red convencional y el desplazamiento de carga el cual realizara el sistema de gestión de la demanda.

En la figura 23 se observa el trabajo realizado por el sistema de gestión de la demanda, al realizar el desplazamiento de carga de la microrred; en este escenario la diferencia entre lo generado por la microrred y la demanda de la misma es considerable. Los factores como los sistemas de almacenamiento y otras fuentes de energía como la red convencional tratan

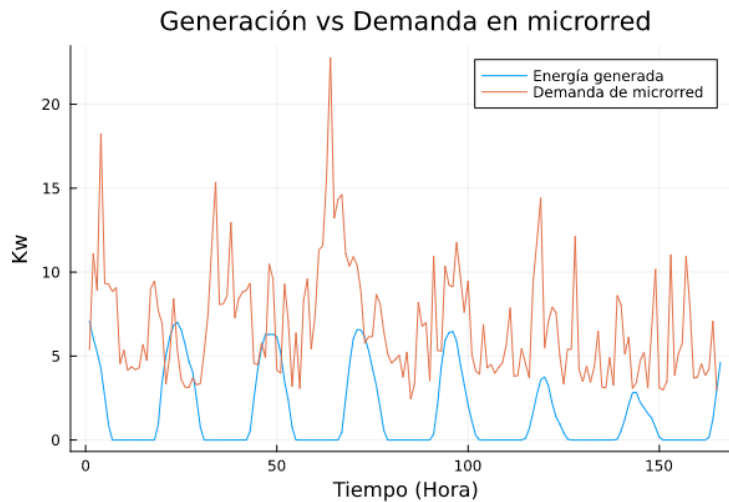


Figura 22: Generación vs demanda en la unidad residencial

de compensar la diferencia; sin embargo, en la figura se logra apreciar que se registra algunos "picos" de desplazamiento de carga que coinciden con los picos de demanda de la microrred, al ser mayor la diferencia entre lo generado y lo que requiere la microrred, se observa un mayor desplazamiento de carga que en los escenarios anteriores; esto debido que al aumentar la entre demanda y generación, el sistema de gestión de la demanda, debe aumentar sus esfuerzos y aumentar el desplazamiento de carga; estos esfuerzos duplican los de los dos casos anteriores, donde el desplazamiento de carga se encontraba cerca a los 1000W, en algunos picos llega a triplicarlo, como es el caso cuando se encuentra una hora aproximada a la 60, donde ya mencionamos ocurre el pico más alto de demanda, en este momento el desplazamiento de la carga supera los 3000 W. Los picos más pronunciados muestran un mayor esfuerzo realizado por el sistema de gestión de la demanda; debido a que los otros factores y componentes de la microrred no son capaces de suplir la demanda de la microrred por si solos.

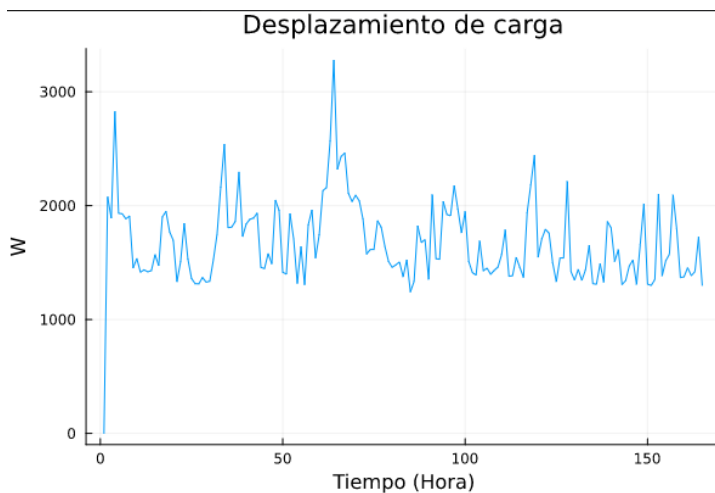


Figura 23: Gestión de la carga, escenario 3

7. Conclusiones y Recomendaciones

La gestión de la demanda en microrredes toma cada día mayor relevancia, especialmente en Colombia donde este tipo de tecnología ha venido ganando espacio y su implementación se vuelve un tema prioritario. Han existido muchas barreras en la implementación de microrredes en Colombia y una de las más relevantes es la falta de normatividad y desconocimiento de su funcionamiento, sin embargo recientemente el Ministerio de Minas y Energía ha recomendado el uso de microrredes en zonas aisladas en lugar de las soluciones individuales, lo cual seguramente dará un impulso a este tema. Según el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) se recomienda el uso de microrredes en lugares donde la cantidad de viviendas sea mayor a 25. Lo anteriormente descrito motiva la implementación de los resultados presentados en esta tesis.

El modelo propuesto de sistema de gestión de la demanda, tiene en cuenta los diferentes factores internos y externos de la microrred, con sus respectivas restricciones, limitaciones e interacciones; para dirigir el flujo de energía de la microrred con el fin de obtener un mejor beneficio económico para el usuario final. Esta es una contribución que tendrá un alto impacto en Zonas No Interconectadas, lugares estos en donde el modelo de comunidades energéticas que se ha empezado a estudiar en Colombia requiere más interacción con los usuarios finales.

Dentro de los aportes de la realización del modelo de sistema de gestión de la demanda para microrredes, se tiene una taxonomía de las variables y factores inmersas en la microrred y el sistema de gestión de la demanda.

Otro de los aportes presentados es la representación de un sistema de gestión de la demanda por medio de un modelo matemático capaz de considerar y relacionar los factores internos y externos de una microrred, teniendo en cuenta, si estos ingresan energía o si la consumen, realizando un balance de energía el cual permite comparar la cantidad de

energía consumida con la demandada, y calcular la diferencia entre ambas cantidades. Si la entrada y salida de energía están equilibradas, el sistema se considera en equilibrio energético. Si hay una diferencia entre la entrada y salida de energía, se puede determinar si hay un exceso o déficit de energía en la microrred, por lo que el sistema de gestión de la demanda, se representa como la solución de optimización a este modelo. Abordar de esta manera el modelo del sistema de gestión, resulta una forma viable y de menor complejidad que la simulación de cada uno de los componentes de la microrred y la acciones del sistema de gestión de la demanda a cada una de ellas.

El trabajo ayuda a viabilizar soluciones energéticas individuales en el marco de la transición energética justa que se adelanta en Colombia dentro del marco de la ley 2049 de 2021.

Se recomienda la implementación del modelo de sistema de gestión de la demanda en microrredes que se encuentren en funcionamiento; ya que el entorno del sistema de gestión de la demanda fue de simulación, como lo fue la mayoría de los artículos estudiados en la realización de este trabajo.

Se recomienda en futuros trabajos que tengan como base la propuesta del modelo de gestión de la demanda, añadir o enfocarse en distintas variables, ya sea cambiando el objetivo principal del sistema de gestión de la demanda o realizando una propuesta de cargas prioritarias y modelar las restricciones que se deban tener en cuenta al momento de gestionarlas.

Como trabajo a futuro se puede implementar un modelo de sistema de gestión de la demanda, con las consideraciones normativas que rigen a Colombia, teniendo en cuenta una nueva variable de tipo normativo, la cual se excluye en un modelo de mercado abierto.

Referencias

- [1] “greenenergy,” 2020. [Online]. Available: <https://greenenergy.cr/que-es-una-micro-red-electrica/>
- [2] S. M. Pérez Londoño, A.és Ruiz@, M.ópez@, and J. J. Mora Flórez, *Modelizado de componentes en micro - redes AC*, 2020.
- [3] J. Shen, C. Jiang, Y. Liu, J. Qian, J. Shen, C. Jiang, Y. Liu, and J. Qian, “Electric Power Components and Systems A Microgrid Energy Management System with Demand Response for Providing Grid Peak Shaving A Microgrid Energy Management System with Demand Response for Providing Grid Peak Shaving,” vol. 5008, no. April, 2016.
- [4] T. Ahmad and D. Zhang, “A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1973–1991, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.07.020>
- [5] O. Pupo-Roncallo, J. Campillo, D. Ingham, K. Hughes, and M. Pourkashanian, “Renewable energy production and demand dataset for the energy system of Colombia,” *Data in Brief*, vol. 28, p. 105084, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.dib.2019.105084>
- [6] I. Goroohi Sardou, M. Zare, and E. Azad-Farsani, “Robust energy management of a microgrid with photovoltaic inverters in VAR compensation mode,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 98, no. October 2017, pp. 118–132, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.037>
- [7] T. Iqbal, Z. Khitab, F. Girbau, and A. Sumper, “Energy Management System for Optimal Operatiion of Microgrids Network,” *2018 6th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering, SEGE 2018*, no. 1, pp. 68–72, 2018.
- [8] W. Su and J. Wang, “Energy Management Systems in Microgrid Operations,” *Electricity Journal*, vol. 25, no. 8, pp. 45–60, 2012.
- [9] X. Yan, D. Abbes, and B. Francois, “Development of a tool for urban microgrid optimal energy planning and management,” *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 89, pp. 64–81, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2018.09.006>
- [10] G. Prinsloo, A. Mammoli, and R. Dobson, “Customer domain supply and load coordination: A case for smart villages and transactive control in rural off-grid microgrids,” *Energy*, vol. 135, pp. 430–441, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.106>
- [11] A. Anvari-Moghaddam, G. Mokhtari, and J. M. Guerrero, “Coordinated Demand Response and Distributed Generation Management in Residential Smart Microgrids,” *Energy Management of Distributed Generation Systems*, 2016.

- [12] C. L. Nge, I. U. Ranaweera, O. M. Midtgård, and L. Norum, “A real-time energy management system for smart grid integrated photovoltaic generation with battery storage,” *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 774–785, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.073>
- [13] T. Sattarpour, S. Golshannavaz, D. Nazarpour, and P. Siano, “A multi-stage linearized interactive operation model of smart distribution grid with residential microgrids,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 108, no. December 2018, pp. 456–471, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.023>
- [14] M. Bayat, K. Sheshyekani, M. Hamzeh, and A. Rezaadeh, “Coordination of Distributed Energy Resources and Demand Response for Voltage and Frequency Support of MV Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1506–1516, 2016.
- [15] Z. Wang, X. Yu, Y. Mu, and H. Jia, “A distributed Peer-to-Peer energy transaction method for diversified prosumers in Urban Community Microgrid System,” *Applied Energy*, vol. 260, no. 92, p. 114327, 2020.
- [16] K. Hassan Youssef, “Optimal management of unbalanced smart microgrids for scheduled and unscheduled multiple transitions between grid-connected and islanded modes,” *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 104–113, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.07.015>
- [17] V. S. Tabar, S. Ghassemzadeh, and S. Tohidi, *Energy management in hybrid microgrid with considering multiple power market and real time demand response*. Elsevier B.V., 2019.
- [18] K. Markov and N. Rajaković, “Multi-energy microgrids with ecotourism purposes: The impact of the power market and the connection line,” *Energy Conversion and Management*, vol. 196, no. July, pp. 1105–1112, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.048>
- [19] W. El-Baz, P. Tzscheutschler, and U. Wagner, “Integration of energy markets in microgrids: A double-sided auction with device-oriented bidding strategies,” *Applied Energy*, vol. 241, no. November 2018, pp. 625–639, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.049>
- [20] L. A. Dao, A. Dehghani-Pilehvarani, A. Markou, and L. Ferrarini, “A hierarchical distributed predictive control approach for microgrids energy management,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 48, no. August 2018, p. 101536, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101536>
- [21] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Applied Energy*, vol. 222, no. May, pp. 1033–1055, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>

- [22] D. Brown, S. Hall, and M. E. Davis, “Energy Research & Social Science What is prosumerism for ? Exploring the normative dimensions of decentralised energy transitions,” *Energy Research & Social Science*, vol. 66, no. February, p. 101475, 2020.
- [23] A. Alanazi, H. Lotfi, and A. Khodaei, “Market clearing in microgrid-integrated active distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 183, no. February, p. 106263, 2020.
- [24] D. Leskarac, M. Moghimi, J. Liu, W. Water, J. Lu, and S. Stegen, “Hybrid AC/DC Microgrid testing facility for energy management in commercial buildings,” *Energy and Buildings*, vol. 174, pp. 563–578, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.06.061>
- [25] A. T. Elsayed, S. Member, C. R. Lashway, S. Member, and O. A. Mohammed, “Advanced Battery Management and Diagnostic System for Smart Grid Infrastructure,” pp. 1–9, 2015.
- [26] L. I. Dulău and D. Bică, “Optimization of generation cost in a microgrid,” *Procedia Manufacturing*, vol. 22, pp. 703–708, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2018.03.101>
- [27] F. Hyder and K. Sudhakar, *Solar PV tree design : A review*, 2018, vol. 82, no. March 2017.
- [28] D. Stimoniaris, D. Tsiamitros, and E. Dialynas, “Improved energy storage management and PV-Active power control infrastructure and strategies for microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 813–820, 2016.
- [29] H. Yu, S. Niu, Y. Zhang, and L. Jian, “An integrated and reconfigurable hybrid AC / DC microgrid architecture with autonomous power flow control for nearly / net zero energy buildings,” *Applied Energy*, vol. 263, no. January, p. 114610, 2020.
- [30] M. Rezk, O. Saqib, O. Damati, M. Attie, A. H. Osman, M. F. Shaaban, and M. S. Hassan, “A Proposed Energy Management System Architecture for Islanded Microgrids,” *2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, EPECS 2018*, vol. 0097150229, pp. 1–5, 2018.
- [31] S. L. Barcelos, “Modelling and Analysis of the Isolated Microgrid Installed at the Lençóis Island using PSCAD / EMTDC,” no. December, 2019.
- [32] L. Miller and R. Carriveau, “Energy demand curve variables – An overview of individual and systemic effects,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 35, no. August 2018, pp. 172–179, 2019.
- [33] A. Narayanan, P. Peltoniemi, T. Kaipia, and J. Partanen, “Energy management system for LVDC island networks,” *2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE-ECCE Europe 2014*, 2014.

- [34] S. E. Ahmadi and N. Rezaei, “Electrical Power and Energy Systems A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 118, no. September 2019, p. 105760, 2020.
- [35] F. M. Vieira, P. S. Moura, and A. T. de Almeida, “Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings,” *Renewable Energy*, vol. 103, pp. 308–320, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.048>
- [36] T. Morstyn, B. Hredzak, and V. G. Agelidis, “Control Strategies for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems: An Overview,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3652–3666, 2018.
- [37] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, 2016.
- [38] J. Pascual, J. Barricarte, P. Sanchis, and L. Marroyo, “Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting,” *APPLIED ENERGY*, vol. 158, pp. 12–25, 2015. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.040>
- [39] E. Bullich-massagué, F. Díaz-gonzález, M. Aragüés-peñalba, F. Girbau-llistuella, P. Olivella-rosell, and A. Sumper, “Microgrid clustering architectures,” *Applied Energy*, vol. 212, no. August 2017, pp. 340–361, 2018.
- [40] D. Wang, J. Qiu, L. Reedman, K. Meng, and L. Lei, “Two-stage energy management for networked microgrids with high renewable penetration,” *Applied Energy*, vol. 226, no. May, pp. 39–48, 2018.
- [41] C. L. Chang and J. C. Peng, “A Decision-Making Auction Algorithm for Demand Response in Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3553–3562, 2018.
- [42] J. Shen, C. Jiang, Y. Liu, and X. Wang, “A Microgrid Energy Management System and Risk Management under an Electricity Market Environment,” *IEEE Access*, vol. 4, no. c, pp. 2349–2356, 2016.
- [43] G. D. Uhdo, W. Pifurjulq, F. Hg, F. Zklfk, R. Wkhuh, L. V. Qr, F. Lghqwlilfdwlrq, R. I. Wkh, U. Wlph, D. D. Edvhg, D. Duh, Q. R. W. Wdloruhg, W. R. Ghdo, Z. Wkh, E. Ru, D. Q. Qhz, F. Dssoldqfh, and Z. Qrw, “Real-time Centralized Control Scheme for Energy Management in Smart Microgrids,” pp. 1–5.
- [44] D. Arcos-Aviles, J. Pascual, L. Marroyo, P. Sanchis, and F. Guinjoan, “Fuzzy logic-based energy management system design for residential grid-connected microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 530–543, 2018.

- [45] A. R. Boynuegri, B. Yagcitekin, M. Baysal, A. Karakas, and M. Uzunoglu, “Energy management algorithm for smart home with renewable energy sources,” *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, no. May, pp. 1753–1758, 2013.
- [46] V. S. Tabar, S. Ghassemzadeh, and S. Tohidi, “Energy management in hybrid microgrid with considering multiple power market and real time demand response,” *Energy*, vol. 174, pp. 10–23, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.136>
- [47] D. Soares, T. Elena, D. Carpio, M. Morozowski, and M. Tiomno, “New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems : The case of Brazil,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 117, no. March 2019, p. 109468, 2020.
- [48] K. Say, M. John, and R. Dargaville, “Power to the people : Evolutionary market pressures from residential PV battery investments in Australia,” *Energy Policy*, vol. 134, no. August, p. 110977, 2019.
- [49] L. Tronchin, M. Manfren, and B. Nastasi, “Energy efficiency , demand side management and energy storage technologies – A critical analysis of possible paths of integration in the built environment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 95, no. June, pp. 341–353, 2018.
- [50] Upme, “Plan De Expansion De Referencia Generacion - Transmisión,” pp. 1– 475, 2013.
- [51] E. E. Gaona, C. L. Trujillo, and J. A. Guacaneme, “Rural microgrids and its potential application in Colombia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 125–137, 2015.
- [52] D. Danley, “Defining a Microgrid Using Using IEEE 2030.7,” pp. 2–10, 2019.
- [53] International Electrotechnical Commission, “IEC 61970-1:2005 — IEC Webstore — automation, cyber security, smart city, smart energy, smart grid,” 2005. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/6208>
- [54] C. C. S. Duan and T. C. B. Liu, “Smart energy management system for optimal microgrid economic operation,” vol. 5, no. March 2010, pp. 258–267, 2011.
- [55] A. Ahmad Khan, M. Naeem, M. Iqbal, S. Qaisar, and A. Anpalagan, “A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1664–1683, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.259>
- [56] M. Hu, J. W. Xiao, S. C. Cui, and Y. W. Wang, “Distributed real-time demand response for energy management scheduling in smart grid,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 99, no. November 2017, pp. 233–245, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.016>

- [57] T. S. G. May, T. S. G. May, T. S. G. July, T. S. G. Jan, T. S. G. July, T. S. G. May, T. S. G. May, T. S. G. Jan, A. Faruque, T. S. G. May, A. Hassan, T. S. G. Jan, A. Hosani, T. S. G. Jan, A. Hosani, T. S. G. Jan, A. Hosani, T. S. G. May, T. S. G. March, and T. S. G. March, “2019 Index IEEE Transactions on Smart Grid Vol. 10,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6977–7081, 2020.
- [58] N. E. Guevara, Y. H. Bolaños, J. P. Diago, and J. M. Segura, “HardwareX Development of a low-cost IoT system based on LoRaWAN for monitoring variables related to electrical energy consumption in low voltage networks,” *HardwareX*, vol. 12, p. e00330, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ohx.2022.e00330>
- [59] M. Elsied, A. Oukaour, T. Youssef, H. Gualous, and O. Mohammed, “An advanced real time energy management system for microgrids,” *Energy*, vol. 114, pp. 742–752, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.048>
- [60] T. R. Nudell, M. Brignone, M. Robba, A. Bonfiglio, F. Delfino, and A. Annaswamy, “A Dynamic Market Mechanism for Combined Heat and Power Microgrid Energy Management,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 1, pp. 10 033–10 039, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.2040>
- [61] S. Sukumar, H. Mokhlis, S. Mekhilef, and K. Naidu, “Mix-mode energy management strategy and battery sizing for economic operation of grid-tied microgrid,” *Energy*, vol. 118, pp. 1322–1333, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.018>
- [62] G. Comodi, A. Giantomassi, M. Severini, S. Squartini, F. Ferracuti, A. Fonti, D. Nardi, M. Morodo, and F. Polonara, “Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices : Experimental analysis and simulation of energy management strategies,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 854–866, 2015. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.068>
- [63] M. H. Amrollahi, S. Mohammad, and T. Bathaee, “Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic / wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response,” *Applied Energy*, vol. 202, pp. 66–77, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.116>
- [64] M. St̃ and J. Berka, “Microgrid Energy Management based on Approximate Dynamic Programming,” pp. 1–5, 2013.
- [65] S. Golshannavaz, S. Afsharnia, and P. Siano, “A comprehensive stochastic energy management system in reconfigurable microgrids,” 2016.
- [66] A. G. Tsikalakis, S. Member, N. D. Hatziargyriou, and S. Member, “Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation,” pp. 1–8, 2011.
- [67] N. Anglani, G. Oriti, and M. Colombini, “Optimized Energy Management System to Reduce Fuel Consumption in Remote Military Microgrids,” vol. 9994, no. 2013, 2017.

- [68] B. Heymann, J. F. Bonnans, P. Martinon, F. J. Silva, and F. L. G. Jiménez-estévez, “Continuous optimal control approaches to microgrid energy management,” *Energy Systems*, 2017.
- [69] P. P. Vergara, J. C. López, L. C. P. Silva, and M. J. Rider, “Security-constrained optimal energy management system for three-phase residential microgrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 146, pp. 371–382, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.012>
- [70] J. B. Almada, R. P. S. Leão, R. F. Sampaio, and G. C. Barroso, “A centralized and heuristic approach for energy management of an AC microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1396–1404, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.002>
- [71] A. Choudar, D. Boukhetala, S. Barkat, and J.-m. Brucker, “A local energy management of a hybrid PV -storage based distributed generation for microgrids,” *ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT*, vol. 90, pp. 21–33, 2015. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.10.067>
- [72] D. Tenfen and E. C. Finardi, “A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 19–28, 2015. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.019>
- [73] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, B. Francois, and S. Member, “Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications,” vol. 58, no. 10, pp. 4583–4592, 2011.
- [74] A. Askarzadeh, “A Memory-based Genetic Algorithm for Optimization of Power Generation in a Microgrid,” vol. 00, no. 00, 2017.
- [75] N. Tiwari and L. Srivastava, “Generation Scheduling and Micro-grid Energy Management Using Differential Evolution Algorithm,” 2016.
- [76] J. Radosavljevi, M. Jevti, and D. Klimenta, “Engineering Optimization Energy and operation management of a microgrid using particle swarm optimization,” no. July, 2015.
- [77] S. Chalise, J. Sternhagen, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, “Energy management of remote microgrids considering battery lifetime,” *The Electricity Journal*, vol. 29, no. 6, pp. 1–10, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.003>

ANEXO

A. Elaboración del programa de simulación

Para la realización de nuestro sistema gestión de la demanda, se utilizo el software Julia versión 1.8.2, que funciona en base al lenguaje de programación de Python; debido a que el programa contiene librerías especializadas en la optimización de costos para modelos lineales o no lineales. Debido a que se entiende el sistema de gestión de la demanda como una solución de optimización al destino del flujo de energía de la microrred.

En primer lugar, se debe definir los paquetes que se utilizarán para simular el sistema de gestión de la demanda. Para ello, se han seleccionado paquetes que permiten a Julia optimizar funciones. Asimismo, se han tomado en cuenta paquetes que permiten ingresar datos relevantes que se encuentran en archivos tipo .csv y .exe tales; como la demanda, generación y variación de los precios de energía, los cuales son insumos necesarios para el sistema de gestión de la demanda. Además, se han seleccionado paquetes que permiten la creación de gráficos, lo que permitirá observar el comportamiento de los factores estudiados. La declaración de paquetes se puede observar en el listing 1.

Listing 1: Declaración de paquetes

```
# Declarar paquetes
using JuMP, GLPK, CSV, DataFrames, Plots, ExcelFiles, PyCall, DataTables,
XLSX
```

En segundo lugar se definen los parámetros escalares para el sistema de gestión de la demanda, estos parámetros se van a utilizar en el posterior modelado de la microrred, cuyos valores serán constantes a través del tiempo, estos parámetros representan características relevantes de la microrred, como la potencia máxima que se puede exportar a la red convencional, las eficiencias de algunos componentes de la microrred, entre otros. En un sistema de gestión de la demanda, estos parámetros se utilizan para optimizar el suministro y la demanda de energía eléctrica, lo que permite reducir los costos, mejorar la eficiencia energética. La declaración de los parámetros escalares se observa en el listing 2.

Listing 2: Declaración de parámetros escalares

```
# Declarar Escalares

costo_var = 0.3
costo_fijo = 4
per_red = 0.97
\Deltat = 1
pmaxiny = 1000
SOC_min = 0.20
SOC_max = 0.90
Enom = 50
efi_car = efi_des = 0.9
efi_inv = 0.95
Pnom_inv = 7.6
efi_ev_car = efi_ev_des = 0.85
Enom_ve = 40
Pnom_ve = 46
E_ini = 0.70
E_fin = 0.40
VE_num = 2
efi_iv = (efi_car^2)
```

A continuación se utilizan los datos almacenados en la base de datos que ya han sido definidos y recolectados previamente, como se mencionó en el capítulo 3. Sin embargo, es necesario realizar un tratamiento en estos datos para que puedan ser utilizados como insumos del sistema de gestión de la demanda. Por lo general, estos datos se manejan como vectores y es importante que tengan la misma dimensión para poder operar con ellos adecuadamente. Este proceso se ve reflejado en el listing 3.

Listing 3: Declaración de parámetros

```

#Declarar Parametros
df = DataFrame(CSV.File("valores_demanda.csv"))
demanda = df[11:end,"PA"]

dt = DataFrame(XLSX.readtable("elspot-prices-eur.xlsx", "prices", "O",
header=true))

dt=Array(dt)
cost_energia = dt[1:165]
costo_energia = cost_energia/100
dg = DataFrame(XLSX.readtable("ninja-pv-uncorrected.xlsx", "PV", "C",
header=true))
dg = Array{Float64}(dg)
P_der1 = dg[18:183]
P_der = P_der1*30

N = size(demanda)[1]
P_dem1 = Vector{Float64}()
global contador = 0
global k=1
for i in 1:N
    global contador += demanda[i]
    global k+=1
    if k==114
        contador = contador/114
        push!(P_dem1, contador)
        k=1
        contador=0
    end
end
T = size(P_dem1)[1]

P_dem = P_dem1*0.001

costo_pico = maximum(costo_energia)*1.2
costo_iny = costo_energia*0.95
costo_mr = costo_energia*0.90
est_bi = 1

```

Para concluir con las declaración de los insumos que requiere el sistema de gestión de la demanda, se procede a declarar las variables, estas varían en función de distintos factores y a través del tiempo, que se encuentran relacionados por medio de los modelados matemáticos expuestos en la sección 4.2. Estas variables se retro alimentan de los resultados de optimización que arroje el sistema de gestión de la demanda, se procede a declarar el modelo a optimizar indicando que se quiere disminuir el costo total de la energía de la microrred. Para que el software reconozca esta variable como algo que se retro alimentara de la optimización del sistema de gestión, se debe indicar por medio del @variable, así el software logra identificar que debe proporcionar un valor con el fin de obtener una solución

óptima. El código que realiza lo explicado anteriormente se observa en el listing 4.

Listing 4: Declaración de variables

```
# declarar variables

costo_total = Model(GLPK.Optimizer)

@variable(costo_total, P_r[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_rpico[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_rven[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_car[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_des[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, E[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, E_ve[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_vecar[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_vedes[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_descar[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_procar[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, E_des[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, P_dis[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, SOC[t in 1:T] >= 0)
@variable(costo_total, E_ve_ini[t in 1:T] >=0)
@variable(costo_total, E_ve_fin[t in 1:T] >=0)

P_rpico = maximum(P_dem)
```

A continuación se empiezan a modelar dentro del software, los modelos matemáticos que representan la microrred definidos en la sección 4.2, sera utilizado para el sistema de gestión de la demanda como condiciones que limitan y estructuran el problema de optimización, el primer de este modelo es aquel que comprende las restricciones y condiciones de un mercado abierto y se observa en el listing 5 las ecuaciones consideradas para representar las condiciones económicas fueron las 3 y 5.

Listing 5: Modelado de las condiciones económicas

```
# condiciones economicas
@constraint(costo_total, pico[t in 1:T], P_rpico >= P_r[t])
@constraint(costo_total, p_rven_max[t in 1:T], P_rven[t] <= pmaxiny)
```

En el siguiente listing 6, se observa como se modela el sistema de almacenamiento de la microrred y se especifica las condiciones referentes a este. Julia para reconocer una condición de una función a optimizar, en la declaración de la condición, se debe especificar a que función influye la condición, en el caso de este trabajo, la función a optimizar es “costo_total”; seguido del rango de tiempo. Dentro del modelado del sistema de almacenamiento, se encuentran las condiciones referentes a las restricciones mostradas en la sección 4.2, específicamente basadas en las ecuaciones 10, 15 y 14, respectivamente.

Listing 6: Modelado de condiciones del sistema de almacenamiento

```
# condiciones del sistema de almacenamiento

@constraint(costo_total, ener[t in 2:T], E[t] == E[t-1] +
(efi_car*efi_inv)*P_car[t] - (1/(efi_des*efi_inv))*P_des[t])
@constraint(costo_total, E[1] == 1)
@constraint(costo_total, estado[t in 1:T], SOC[t] == E[t] / Enom)
@constraint(costo_total, limite[t in 1:T],
Enom*SOC_min <= E[t] <= Enom*SOC_max)
```

Se procede a representar en el desplazamiento de carga, el cual es un proceso utilizado en las microrredes para gestionar el consumo de energía eléctrica. Consiste en modificar la distribución de la carga eléctrica de manera que se optimice el suministro de energía y se reduzcan los costos, trata de redistribuir el consumo eléctrico para que se concentre en los momentos en que la energía es más barata o abundante y se reduzca en los momentos en que la energía es más cara o escasa. Lo que se traduce en una gestión de la demanda de la microrred, las condiciones referentes al desplazamiento de carga se observa en el listing 7, se tomó en consideración la ecuación 16.

Listing 7: Modelado del desplazamiento de carga

```
# condiciones del desplazamiento de carga

@constraint(costo_total, carga[t in 2:T], E_des[t] == E_des[t-1] +
P_descar[t]
- P_procar[t] )
@constraint(costo_total, E_des[1] == 1)
```

Para finalizar el modelado de los componentes de la microrred, con sus respectivas restricciones, se tienen los vehículos eléctricos, cuyo rol dentro de la microrred se explica de forma más detallada en el capítulo 3; es importante tener en cuenta que los vehículos eléctricos proporcionan mayor flexibilidad a la microrred ya que tiene un rol tanto de carga, como respaldo al sistema de almacenamiento; se modela esos dos roles con sus respectivas condiciones y restricciones en el listing 8, el cual se basó en las ecuaciones 18 al 22.

Listing 8: Modelado de vehiculos eléctricos

```
# Vehiculo electricos

@constraint(costo_total, VE[t in 1:T], Enom_ve*VE.num*SOC_min <= E_ve[t] <=
Enom_ve*VE.num*est_bi)
@constraint(costo_total, energia_ve[t in 2:T], E_ve[t] == E_ve[t-1] +
(efi_ev_car*P_vecar[t]) - ((1/(efi_ev_des))*P_vedes[t]))
@constraint(costo_total, E_ve[1] == Enom_ve*VE.num*E_ini)
@constraint(costo_total, E_ve[T] >= Enom_ve*VE.num*E_fin)
@constraint(costo_total, inicio[t in 1:T],
E_ve_ini[t] == Enom_ve*VE.num*E_ini)
@constraint(costo_total, final[t in 1:T],
E_ve_fin[t] >= Enom_ve*VE.num*E_fin)
```

Teniendo definida las respectivas condiciones y restricciones que plantea la microrred y su entorno, se procede a definir la variable a optimizar, en este caso se busca los valores mínimos para la función representada en “costo_total”, el cual esta definido por el modelo matemático del mercado abierto, este se explico en el capítulo 3. Además se deben declarar las condiciones propias del modelo del sistema de la demanda, en el presente trabajo, esta dado por el balance de energía que representa el flujo de energía de la microrred hacia sus componentes o la red convencional.

Listing 9: Optimización del modelo

```
# Formula a optimizar

@objective(costo_total, Min, sum(sum((costo_var + costo_energia[t])*P_r[t])
- sum(costo_iny*P_rven[t]*per_red) for t in 1:T) +
sum(costo_fijo+costo_pico*P_rpico))

# condicion (constrain)

@constraint(costo_total, balance[t in 1:T], P_dem[t] + P_rven[t] + P_vecar[t]
+ P_procar[t] + P_dis[t] == P_der[t] + P_r[t] + P_vedes[t] + P_descar[t])

optimize!(costo_total)
solution_summary(costo_total)

sol_P_rven = value.(P_rven)
sol_P_vecar = value.(P_vecar)
sol_P_procar = value.(P_procar)
sol_P_dis = value.(P_dis)
sol_P_r = value.(P_r)
sol_P_vedes = value.(P_vedes)
sol_P_descar = value.(P_descar)
sol_E = value.(E)
sol_E_ve = value.(E_ve)
sol_SOC = value.(SOC)
sol_E_des = value.(E_des)
sol_P_car = value.(P_car)
sol_P_des = value.(P_des)
```