

# Gestión de la demanda de energía eléctrica usando energías renovables: caso de estudio en una vivienda en Popayán, Cauca

Energy load management using renewable energy study case in a home at Popayan, Cauca

Sánchez Medina Olga Liliana <sup>1</sup>  
[osanchezm@sena.edu.co](mailto:osanchezm@sena.edu.co)

Montaño Fuentes Rodrigo Alberto <sup>1</sup>  
[rmontano@sena.edu.co](mailto:rmontano@sena.edu.co)

García Yimi Duván <sup>2</sup>  
[jd.055@live.com](mailto:jd.055@live.com)

**Universidad del Valle, Facultad de Ingeniería, Programa en Ingeniería Eléctrica, Maestría en Ingeniería; Grupo de investigación INNOVATEC, SENA Regional Cauca, Popayán, Colombia. (1)**  
**Universidad del Cauca, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería Física; Magíster en Física y Tecnología de los Láseres en Universidad de Salamanca, España. Grupo de investigación INNOVATEC, SENA Regional Cauca, Popayán, Colombia. (2)**  
**SENA Popayán, Programa Tecnología en Electricidad Industrial; Grupo de investigación**

Recibido: octubre 24 de 2022 – Aceptado: junio 14 de 2023

## Resumen

Ante el incremento del consumo de energía eléctrica las empresas de energía debería construir nuevas centrales eléctricas para atender la demanda afectando el medio ambiente; para disminuir estos efectos a nivel mundial se ha fomentado y reglamentado el uso de fuentes alternativas; así se propone el desarrollo de este proyecto para abastecer de energía eléctrica a una vivienda en el Municipio de Popayán, Cauca; teniendo como fuente principal energía solar fotovoltaica, realizando gestión automática de carga entre esta y la red pública, fomentando el uso racional y eficiente de la energía, el cumplimiento de políticas nacionales e internacionales y la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>. El abastecimiento desde la red fotovoltaica a las cargas depende del voltaje en el banco de acumulación y la irradiancia solar; así se implementa un sistema de gestión que realiza transferencia automática de los circuitos a la red pública de energía, o por el usuario de acuerdo con sus preferencias, pero sujeto a las restricciones técnicas impuestas en el banco de acumulación.

En este proyecto se caracterizó la potencia de los equipos instalados, se estableció la línea base para calcular los componentes del sistema fotovoltaico y su diseño eléctrico; se implementó un sistema de monitoreo, supervisión y control para efectuar transferencia de la carga entre el sistema fotovoltaico y la red pública; se ejecutaron pruebas para evaluar el funcionamiento de

los equipos y la programación realizada, se realizó análisis cualitativo y cuantitativo mediante técnicas estadísticas de los resultados obtenidos donde se evidencia la correcta operación del sistema.

*Palabras Clave:* gestión de carga, controlador lógico programable, sistema solar fotovoltaico, red pública, energías renovables.

### **Abstract**

Given the increase in electricity consumption, energy companies should build new power plants to meet the demand affecting the environment; to reduce these effects worldwide has been encouraged and regulated the use of alternative sources, thus, this project is proposed to supply electricity to a house in the municipality of Popayán, Cauca; having as main source photovoltaic solar energy, performing automatic load management between this and the public network, promoting the rational and efficient use of energy, compliance with national and international policies and reducing CO2 emissions. The supply from the photovoltaic grid to the load depends on the voltage in the accumulation bank and the solar irradiance; a management system is implemented that performs automatic transfer of the circuits to the public power grid, or manual transfer by the user according to his preferences, but subject to the technical restrictions imposed on the accumulation bank.

In this project, the power of the installed equipment was characterized, the baseline was established to calculate the components of the photovoltaic system and its electrical design; a monitoring, supervision and control system was implemented to transfer the load between the photovoltaic system and the public grid; tests are carried out to evaluate the operation of the equipment and the programming performed, qualitative and quantitative analysis is made through statistical techniques of the results obtained where the correct operation of the system is evidenced

*Keywords:* load management, Programmable Logic Controller, Potovoltaic Solar System, Public Grid, Renewable Energy

## **1. INTRODUCCIÓN**

El incremento de la demanda de energía eléctrica dada principalmente por desarrollos tecnológicos ofrecidos como una manera de mantener la comodidad de las personas y como elemento fundamental en la automatización en las empresas para aumentar la producción, disminuir costos y desperdicios en materia prima, hace que se requiera el incremento de la generación de energía eléctrica, ya sea mediante la construcción de nuevas centrales eléctricas o mediante el uso de energías alternas como la solar fotovoltaica. El mayor nivel de consumo de energía eléctrica se manifiesta especialmente en horas pico, lo que implica buscar soluciones adicionales para atender la demanda con los recursos existentes, una alternativa es la implementación de estrategias de gestión de carga que permitan modificar los patrones de consumo de energía y por ende la curva de demanda.

En Gestión de carga se presentan trabajos que están

enfocados al diseño, automatización y optimización de la demanda mediante complejos algoritmos; entre estos estudios está el presentado por Galván, Taylor, Clarke y Vinny [1], proponen el uso de un algoritmo estocástico evolutivo que genera automáticamente soluciones óptimas o casi óptimas para establecer los horarios que cargar eléctricamente un número dado de vehículos eléctricos (VE) cumpliendo con dos objetivos: (a) que cada VEZ quedé con la mayor carga eléctrica posible al momento de salir del sitio donde está realizando la carga y (b) evitar que se supere la cargabilidad del transformador al conectar varios vehículos al mismo tiempo.

Fadiran, Yuill, Chowdhury y Chowdhury [2], desarrollaron un prototipo a bajo costo para implementar gestión de carga programable (Programmable Load Manager, PLM) y diseñar una estructura que le permita al usuario del servicio de energía hacer control sobre la carga. En este trabajo se considera muy importante el hecho de que existe la posibilidad de tener dos programas de gestión de la demanda, uno fuera de línea en el cual el usuario puede establecer su propio horario

de gestión de carga y otro programado por la compañía de electricidad, en el cual el usuario también puede intervenir si no encuentra satisfecho con la programación

El programa de gestión tiene 7 grados de libertad: así la gestión de carga fuera de línea tiene el grado 1.0, y la gestión de la demanda en línea tiene 6 grados así: el 1.0 en el cual el usuario está totalmente de acuerdo con la programación, si no está totalmente satisfecho pasa al siguiente grado que es 0,8, luego a 0,6 y así sucesivamente hasta llega el grado 0, dónde el usuario establece el horario deseado.

Tsui y Chan [3] consideran la optimización en el uso de los electrodomésticos en una casa inteligente, donde la mayoría de los aparatos eléctricos están conectados en

Modo operación	Fuente eólica	Fuente solar	Banco baterías
1	encendido	apagado	en carga
2	encendido	encendido	en carga
3	encendido	encendido	abastece la demanda
4	apagado	apagado	abastece la demanda, las baterías están cargadas al 100%
5	encendido	encendido	En carga, el banco de baterías está descargadas

red entre sí y están controlados por Sistema de Gestión de Energía (Energy Management System, EMS) que minimiza una función objetivo que mide: 1) el costo total de poder disponer de energía eléctrica para usar los electrodomésticos y 2) la insatisfacción de los usuarios al no disponer de energía eléctrica para su uso.

Zheng, Jenkins, Kornbluth, Kendall y Chresten Træholt [4] desarrollaron un algoritmo basado en programación lineal económica con control predictivo para minimizar los costos de operación de una microrred de biomasa combinando calor y energía, para optimizar el desplazamiento de cargas en función de la generación de energía renovable y tarifa de tiempo de uso (TOU). El modelo se aplicó a microrred conectada a la red de servicios públicos en Davis, California, reduciendo los costos de operación en un 6,06% y aumentando el uso de energía renovable en un 6,34% en comparación con

microrredes que no aplican gestión del lado de la demanda.

En la India, Murugaperumal, Ajay y Raj [5] proponen un sistema de gestión de energía híbrida inteligente para la gestión de la carga en edificios residenciales, teniendo en cuenta tres tipos de carga: 1) no programables que no se puede interrumpir su funcionamiento y son encendidas por el usuario en cualquier momento, 2) interrumpibles como calefacción y aire acondicionado controladas por termostatos y 3) interrumpibles se funcionamiento se puede programar en cualquier hora del día. La programación de encendido de las cargas depende del precio de la energía por tiempo de uso (TOU) y de la optimización del empleo de fuentes de energía renovable, de las baterías y la red pública reduciendo los costos de facturación y la demanda máxima.

En Irán, Noghreian y Koofgar [6] presentan un sistema de energía compuesto por fuentes renovables de energía principales y un banco de baterías como respaldo, además proponen una estrategia de gestión energética basada en el concepto de sistemas conmutados no lineales inciertos, para el sistema de energía híbrido y una estrategia de control adaptativo para garantizar la robustez con respecto a las incertidumbres paramétricas.

La estrategia de gestión energética considera de cinco modos de operación:

**Tabla I. Modos de operación.**

Nota: creada a partir de la información del artículo [6]

Obtienen resultados satisfactorios medidos de forma analítica utilizando el teorema de estabilidad de Lyapunov

En Australia, Sarker, Seyedmahmoudian, Jamei, Horan y Stojcevski [7] desarrollaron un modelo de gestión de la energía para un caso de estudio de 4 viviendas en Australia para reducir la carga pico, reducir la factura de electricidad y maximizar el uso de energía renovable, el cual consta de una microrred, el uso de estrategias de gestión desde el lado de la demanda (DSM) y el algoritmo BPSO MATLAB. La simulación se llevó a cabo utilizando como estrategias de gestión de carga el precio variable de la energía: tarifa flexible y por tiempo de uso. La microrred fue modelada matemáticamente y analizaron los impactos obteniendo como resultado que,

los consumidores utilizan una cantidad mínima de electricidad de la red y pudieron vender el excedente de energía a la red

Los trabajos presentados están enfocados al uso eficiente de la energía, a la inclusión de fuentes alternativas de generación de energía eléctrica; en Colombia también se han realizado estudios en este tema, además existen políticas enfocadas al uso eficiente y racional de la energía, es así como en el 2001 a partir de la Ley 697 de 2001 y de la expedición de decretos reglamentarios, entre ellos el que crea la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales (CIURE). El Decreto 3683 de 2003 reglamentó la Ley 697 de 2001, creó la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE), del. El Decreto 3683 de 2003, creó el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales – PROURE, mediante Resolución 180919 de 2010 adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales –PROURE. Se emitió la norma técnica Colombiana NTC-ISO 50001, es un estándar internacional de gestión de la energía destinado a reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero y otros impactos ambientales. Establece los sistemas y procesos para mejorar el desempeño energético dentro de las organizaciones, en donde se incluye el uso racional y eficiente de la energía, entre otras [9], [10], [11].

Mediante Resolución 41430 del 29 de diciembre del 2015, prorroga el Plan De Acción Indicativo de Eficiencia Energética hasta el 2022, tiene como objetivo “definir las acciones estratégicas y sectoriales que permitan alcanzar las metas en materia de eficiencia energética; de manera que se contribuya a la seguridad energética y al cumplimiento de compromisos internacionales en temas ambientales; generando impactos positivos en la competitividad del país y en el incremento de la calidad de vida de los colombianos” [11].

El Plan considera cuatro frentes estratégicos: I) El

autoabastecimiento energético y la sostenibilidad ambiental; II) La diversificación de la matriz energética; III) La articulación de políticas de uso eficiente de energía con otras políticas sectoriales, particularmente con la de transporte; y IV) El establecimiento de medidas para contribuir a la conservación del medio ambiente a través del uso de tecnologías eficientes energéticamente [11].

Teniendo en cuenta los trabajos presentados enfocados al uso eficiente de la energía, a la inclusión de fuentes alternativas de generación de energía eléctrica y a las políticas establecidas en Colombia en este tema se desarrolló este trabajo que presenta la gestión automática de carga con el fin de poder abastecer la demanda de energía eléctrica de una vivienda urbana en la ciudad de Popayán, usando energía fotovoltaica como fuente principal, para su implementación se requiere conocer la forma en que consume la energía, información necesaria para que los usuarios puedan tener control sobre sus consumos y así brindarles las herramientas necesarias para que tomen las decisiones que les permitan disponer de energía solar fotovoltaica la mayor parte del tiempo y poco uso de la red pública de energía, disminuyendo la dependencia de esta última, para lograrlo, el usuario dispone de una transferencia automática y manual de los circuitos eléctricos de la vivienda entre la red pública (REP) y la red fotovoltaica (SFVA); en la transferencia manual el usuario puede hacer transferir los circuitos que desee, en el momento que lo desee desde la red fotovoltaica a la red pública y viceversa, tomar la decisión y control de tener los circuitos alimentados solo con la red pública o solo la red fotovoltaica, esta última está sujeta a la disponibilidad de energía que depende de la radiación solar.

En este documento se encuentra la sección 2 la metodología; en la sección 3 el desarrollo del proyecto con el diagrama de flujo del algoritmo de programación y la supervisión mediante interfaz – hombre – máquinas; en la sección 4 resultados y análisis; en la sección 5 conclusiones.

## 2. METODOLOGÍA

El desarrollo del proyecto está enfocado a investigación aplicada mediante la implementación de un sistema automático de gestión de carga en una vivienda urbana de estrato 4 en la ciudad de Popayán, municipio del departamento del Cauca, donde se considera como red principal el sistema fotovoltaico, en su ejecución se realizan pruebas para evaluar el funcionamiento de los equipos y la programación realizada para efectuar transferencia de carga (circuitos eléctricos) entre esta red y la red pública, posteriormente se hace análisis cualitativo y cuantitativo mediante técnicas estadísticas de los resultados obtenidos, con el fin de establecer conclusiones que nos lleven a identificar la operación del sistema.

El proyecto se inicia con la selección de los electrodomésticos que se usarán, estableciendo la importancia que tiene su uso por parte del cliente, para disponer de energía eléctrica solar manteniendo su confort; es decir se definió un orden de conexión de los circuitos, estableciendo como primero (prioritario) a la red fotovoltaica y la transferencia a la red pública (secundario); por otro lado se realizó la caracterización de la potencia de los equipos instalados, estableciendo la línea base para el cálculo de los componentes del sistema fotovoltaico y su diseño eléctrico.

A partir de la selección de componentes y diseño eléctrico, se realizan pruebas de caracterización de carga y descarga del banco de acumulación seleccionado, autoconsumo del inversor de voltaje y parámetros técnicos de conexión de los componentes del sistema fotovoltaico, adicionalmente se realiza la caracterización de consumo de los circuitos de la vivienda de prueba donde se implementará el sistema de gestión de carga y autogeneración de energía (red eléctrica y energía solar fotovoltaica). A partir de los datos y parámetros de caracterización obtenidos, se establecen las condiciones de control en función del porcentaje de carga y descarga del banco de acumulación para los circuitos de la vivienda a intervenir, mediante el sistema de gestión de carga; es decir, se establece los porcentajes de carga del banco de acumulación en los cuales se puede atender la demanda por circuito mediante sistema solar y a partir de qué valores debe hacer transferencia a la red pública.

Una vez obtenidos los parámetros de: voltaje, carga de banco de acumulación, potencia en paneles, número de circuitos de la vivienda y potencia promedio de consumo por circuito; se procede a la selección de actuadores, sensores y componentes de control; que permiten la implementación de un sistema de gestión de carga para el suministro de energía solar fotovoltaica a los circuitos

de prueba, conexión y desconexión de circuitos, garantizando la transferencia de los circuitos a la red eléctrica domiciliar de forma automática, de acuerdo a las condiciones de control establecidas, procedimiento que se explica en los siguientes numerales

## 2.1 Control

Para la implementación del sistema de control se seleccionaron los componentes de la fuente de generación fotovoltaica, para lo cual se estimó un consumo promedio de 7 kWh/día, en una vivienda de estrato 4 con 5 habitantes, de los cuales 3 son adultos y 2 son niños en edad escolar, además se consideraron las pérdidas y días de autonomía. En la tabla II se muestra la elección de equipos.

**Tabla II. Descripción de materiales de sistema de generación fotovoltaica**

No.	Equipo	Descripción	Unidades
1	Panel solar policristalino	Panel solar 325w, 24v, 72 celdas policristalinas, Imp 8.6A, Vmp 37.8v	6
2	Controlador de carga	Controlador de carga 48v, Capacidad máxima de entrada 60Ah, Protección IP31, Display-LCD	1
3	Batería libre de mantenimiento	Batería 2v, Capacidad 400Ah, mínimo 600 ciclos	24
4	Inversor de Vcc a Vca	Inversor PI 1200-L60, 48v, Potencia máxima 3000w	1
	Medidor Instantáneo de energía eléctrica	Medidor Efergy multifilar, con sensores de corriente y conexión WiFi para transferir datos	
	Controlador Lógico Programable	CPU 1215C AC/DC/Rly	
	Módulo de entradas análogas	6ES7231-4HD32-0XB0 SM 1231 AI4 x HF, Siemens	
5	Pantalla de interfaz gráfica, HMI	Touch panel TP277, Siemens	1

Transductores de voltaje de CC Transductor de voltaje 70 VCC, salida de 0 - 10 VCC

Transductores de corriente CA Transductor de voltaje 5 A CA, salida de 0 - 10 VCC

Transductores de voltaje CA Transductor de voltaje 120 VCA/230 VCA, salida 0 - 10 VCC

6 Materiales eléctricos Cableado y protecciones

En la implementación del sistema de gestión de carga se consideraron 3 circuitos a los que estaban conectados los siguientes electrodomésticos:

- C1: Nevera, licuadora, microondas
- C2: TV rayos catódicos, iluminación
- C3: Lavadora, iluminación, TV rayos catódicos, computador portátil.

El funcionamiento del sistema de gestión de carga depende de las restricciones que se presentan en la generación de energía fotovoltaica, dado que depende de las horas de sol disponibles en el lugar, que se traducen en la disponibilidad de voltaje en el banco de acumulación, por lo que la transferencia automática y secuencial de los circuitos de prueba (C1, C2 y C3) desde el Sistema Fotovoltaico Aislado– SFVA- (fuente principal de energía) a la red pública –REP- teniendo en cuenta el nivel de voltaje disponible en el banco de acumulación.

A partir de la caracterización de carga/descarga del banco de acumulación y teniendo en cuenta las condiciones de gestión de carga, la comodidad del usuario y los parámetros técnicos de reserva en bancos de acumulación (30%); se establecen tres valores de control presentados en la siguiente tabla.

**Tabla III. Porcentajes de carga y voltaje en banco de acumulación de control**

% Carga	Voltaje desconexión	Desconexión del SFV	Conexión a la REP
50	47,88	C1	C1
40	46,69	C1 y C2	C1 y C2
30	45,5	C1, C2 y C3	C1, C2 y C3

Las condiciones establecidas para hacer transferencia desde SFV a la REP, están dadas por los requerimientos que tiene cada cliente en cuanto a qué electrodomésticos quieren estén funcionando con la SFV y a las restricciones de funcionamiento a que está sometido el sistema como autoprotección de los inversores y evitar la carga profunda de los acumuladores.

Considerando las restricciones del sistema y las estrategias de gestión de carga se establece un sistema de control en lazo cerrado por comparación de voltaje del banco de acumulación (BA) y los valores de voltaje establecidos en la caracterización del BA del SFVA, se establecen niveles de carga de forma dinámica en tiempo real del sistema, ver tabla IV:

**Tabla IV criterios de transferencia**

Condición número	Criterio de transferencia, según porcentaje de carga del banco de acumulación	Circuitos que se transfieren
1	$100\% \geq \%C \geq 50\%$	C1, C2 y C3 se alimentan del SFVA
2	$50\% > \%C \geq 40\%$	C1 es transferido a REP, C2 y C3 se alimentan del SFVA.
3	$40\% > \%C \geq 30\%$	C1 y C2 son transferidos a REP, C3 se alimentan del SFVA.
	$\%C < 30\%$	C1, C2 y C3 son transferidos a REP.

Cuando el sistema está al 50% de la carga del BA, se da una señal de alarma visual para que el usuario se entere que se va a realizar transferencia a la red pública del primer circuito, en este caso el cliente puede apagar en forma manual el circuito que desee, en caso de no hacerlo el sistema lo realizará en forma automática.

Cuando el sistema está al 40% o al 30% de la carga del BA, igual que en el primer caso se da una señal de alarma visual para que el usuario se entere que se va a realizar transferencia a la red pública del segundo o tercer circuito, en este caso el cliente puede apagar en forma manual el circuito que desee, en caso de no hacerlo el sistema lo realizará en forma automática.

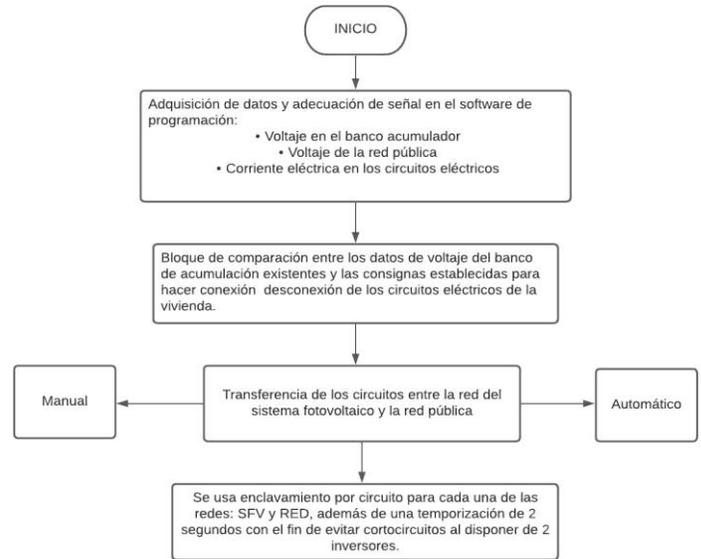
Una vez realizada transferencia total de los circuitos (al 30%) a la red pública, se da una espera mínima de 2 horas para que se cargue el SFVA; una vez cumplida esta condición, se realiza comparación con el 70% de carga del BA, si el porcentaje de carga es aún menor, se repite proceso.

La transferencia manual puede ser realizada por el usuario se hace desde la parte frontal del cofre mediante el sistema de control, pulsando los botones de transferencia de cada circuito del SFVA o de la REP, o mediante la pantalla de interfaz gráfica HMI, las cuales se presentan en la Figura 4.

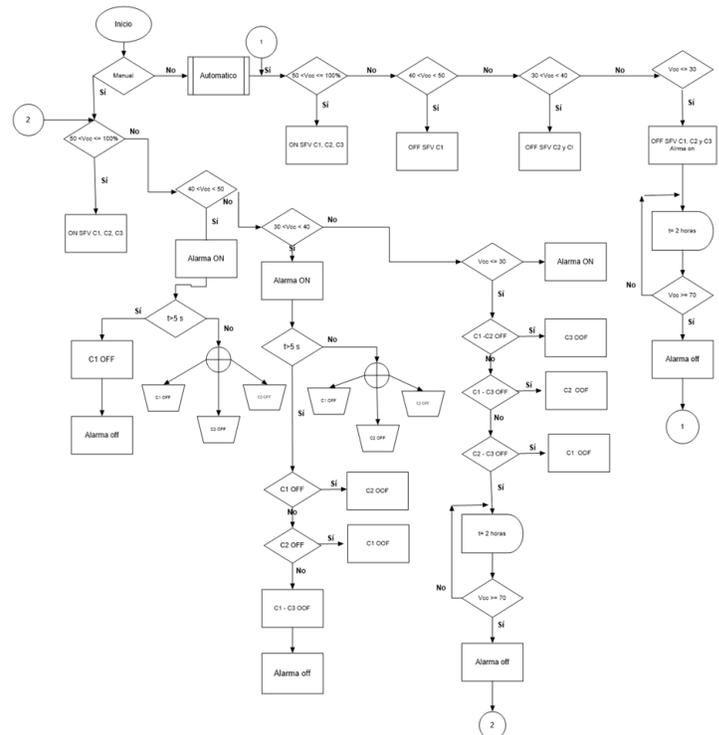
## 2.2 Programación

El sistema de control y supervisión se realizó con el controlador lógico programable Siemens 1215C AC/DC/Rly y la pantalla de interfaz gráfica (HMI) TP277. El sistema se implementó en una vivienda existente en la cual no se podía modificar los circuitos eléctricos, es así el sistema adquirido es para un sistema monofásico bifilar y la vivienda cuenta con un sistema monofásico trifilar, por lo que es necesario distribuir carga entre los dos inversores. La programación se puede representar de manera general y resumida mediante el diagrama de bloques presentado en la Figura 1, en la Figura 2 se presenta el diagrama de flujo con el cual se realizó la programación:

**Figura 1. Diagrama de bloques general del programa de gestión de carga**



**Figura 2. Diagrama de bloques de la programación del controlador lógico programable – gestión carga**

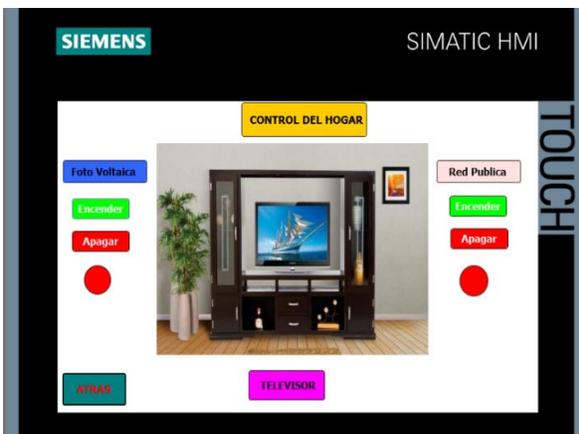


## 2.2 Supervisión

La supervisión y el control manual se realiza a través de la pantalla de interfaz gráfica (HMI) Ver Figura 3, programada en diferentes ventanas así:

- Ventana desde la cual se puede acceder a cada una de las imágenes de las aplicaciones de los circuitos como la cocina, la nevera, la lavadora, el banco de acumulación y el sistema de control manual.
- Ventana del banco de acumulación se presenta mediante un indicador de barra el porcentaje de carga del banco de acumulación.
- Cada circuito o aplicación tiene su propia ventana desde donde se puede poner en funcionamiento los circuitos desde el SFVA o la REP, además se dispone de indicador luminoso para conocer a que red eléctrica está conectado el circuito.

**Figura 3** Imágenes de algunas de las pantallas de control desde la interfaz hombre – máquina

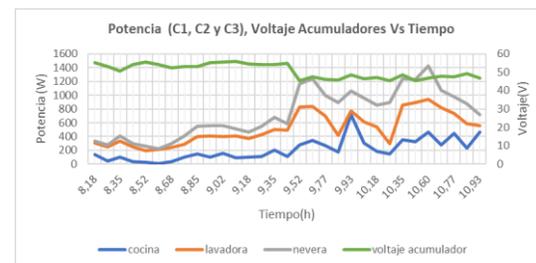


### 3. RESULTADOS

Se desarrolló un sistema de gestión de carga (SGC) mediante HMI que permite seleccionar y modificar de manera dinámica y sencilla por parte del usuario final u operario la fuente de alimentación de los circuitos priorizados (C1, C2 y C3) en una vivienda, entre SFVA o REP. Mediante los resultados obtenidos, se evidencia que el desarrollo del sistema de gestión de carga permite el funcionamiento ininterrumpido de los circuitos priorizados y el control de transferencia automática y manual en cada uno de los circuitos de forma independiente,

El sistema de gestión de carga integra autogeneración energética (SFVA y REP), de forma estable para el suministro de energía eléctrica a circuitos priorizados en la vivienda de prueba; logrando la alimentación total o parcial de las cargas establecidas sin afectar el servicio o comodidad del usuario final de acuerdo a la planeación; de forma paralela se logró el registro, supervisión y control de la energía disponible en el SFVA en tiempo real de acuerdo a condiciones de control, y el registro de consumo de energía requerido por la vivienda; en la Figura 4 se evidencia el suministro de energía a partir del banco de acumulación del SFVA implementado según los circuitos priorizados y la relación existente entre la carga del banco de acumulación y consumo de los circuitos.

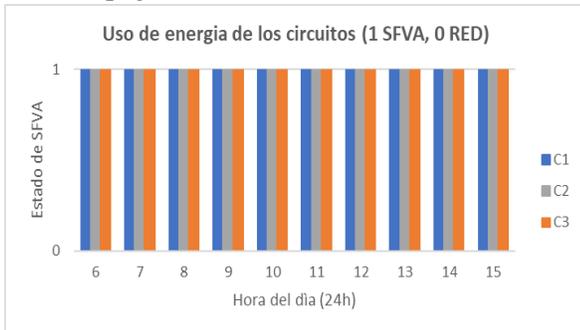
**Figura 4** Potencia disponible en el banco de acumulación



En la Figura 5 se puede apreciar el suministro de energía a los tres circuitos de prueba desde el SFVA, con un consumo promedio de 4 kWh en este periodo de tiempo, teniendo un caso de independencia energética

respecto a la REP y aprovechamiento al 100% de la energía solar.

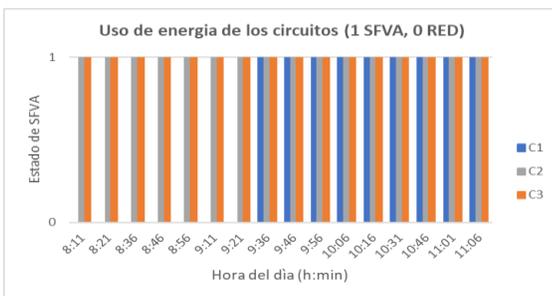
**Figura 5** Funcionamiento de los circuitos 1 encendido 0 apagado



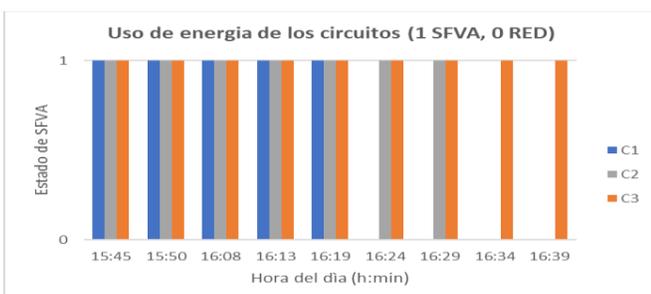
De igual forma se logra establecer la gestión de carga a partir de la supervisión y control de la energía disponible en banco de acumulación, relacionada a partir del voltaje de este y gestionada como entrada analógica por el PLC del sistema y las condiciones de control establecidas; dichas condiciones de control dependen del porcentaje de carga del banco de baterías.

En la figura 6 se muestra el suministro de energía a C2 y C3 desde el SFVA, sin embargo, hasta las 9h y 36 min, el C1 es alimentado por la REP; Al alcanzar de nuevo el nivel de carga superior al 70% de su capacidad y teniendo en cuenta la condición de control, se realiza la transferencia de la REP a el SFVA del C3, retomando la alimentación total desde el SFVA.

**Figura 6** Energización de los circuitos desde el sistema fotovoltaico



Finalmente, en la Figura 7 se presenta una doble



transferencia para C1 y C2; se presenta alimentación desde el SFVA a C1, C2 y C3 hasta las 16h y 24 min, en este momento se realiza una salida de C1 del SFVA y pasa a la REP, a las 16 h y 34 min se presenta la salida de C2 del SFVA y pasa a REP, quedando únicamente alimentado el C3 desde el SFVA.

**Figura 7** Energización de los circuitos desde la red publica (0) y el sistema fotovoltaico (1)

#### 4. DISCUSIÓN

Mediante el desarrollo del proyecto, se logra establecer el potencial de aplicación de SGC que integren SFVA como fuente de alimentación alternativa y/o complementaria a la REP (autogeneración), de forma programada y a partir de parámetros seleccionados por el usuario final y/o priorización por: seguridad, comodidad, horas pico de consumo, soporte para cargas in-interrumpibles o reservas de soporte energético especiales; lo cual puede contribuir a la masificación de políticas nacionales y mundiales que buscan la diversificación de la matriz energética y como estrategia para el incremento de la autonomía energética en edificaciones.

El sistema de gestión de carga apoyado en autogeneración energética desarrollado demuestra la posibilidad de realizar intervención total o parcial a los circuitos de una vivienda o edificación cualquiera, a partir de parámetros establecidos por el diseñador o por el usuario final; de igual forma se evidencia la posibilidad de registro, gestión y control de los consumos por circuito, orientado a programas de gestión y eficiencia energética de manera amigable y confiable;

El desarrollo e integración de una interfaz HMI amigable con cualquier tipo de usuario permite a los usuarios finales, contar con un SGC que puede ser supervisado y administrado de forma dinámica de acuerdo con necesidades en: tiempo, prioridad o proceso requerido; garantizando la estabilidad del sistema, reducción de costos de operación y seguridad energética.

Se logra evidenciar el potencial de integrar sistemas de generación de energía renovable (solar FV), lógica

cableada y lógica programada, así como interfaz hombre maquina sobre infraestructura eléctrica de edificaciones, que permiten la implementación eficiente y dinámica de sistemas de autogeneración energética en viviendas o edificaciones para suplir total o parcialmente (circuitos seleccionados) la demanda de energía, considerando de manera flexible: el presupuesto, el diseño eléctrico de la edificación, el consumo de energía, la energía disponible en el SFVA o la estabilidad y servicio de la REP; lo cual se evidencia en los resultados obtenidos en las pruebas del sistema de gestión de carga, en una vivienda de estrato 3 en condiciones reales de operación familiar, donde no fue posible modificar la distribución de los circuitos ramales, condiciones de REP o similares; con lo cual se demuestra la posibilidad de aplicación de este tipo de sistemas en todo tipo de edificación de manera confiable y eficiente.

El desarrollo de este proyecto apunta al cumplimiento de normativas nacionales y mundiales que fomentan el uso de energía alternativas como la solar fotovoltaica para atender la demanda evitándose en lo posible la construcción de nuevas centrales, la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>, apuntar a la implementación de Smart Grid, lo cual está en concordancia con algunos de proyectos desarrollados, entre los que se tienen los implementados por Fadiran, Yuill, Chowdhury y Chowdhury [2]: gestión de carga programable (Programmable Load Manager, PLM); optimización en el uso de los electrodomésticos en una vivienda inteligente por Tsui y Chan [3] y el control predictivo para minimizar los costos de operación de una microrred de biomasa por Zheng, Jenkins, Kornbluth, Kendall y Chresten Træholt [4] además considera tarifa de tiempo de uso (TOU). En Colombia apenas comienza la implementación de estrategias de gestión de carga con tarifas en función del tiempo.

## 5. CONCLUSIONES

Se obtuvo un sistema de gestión de carga, que permite la transferencia automática o manual entre el sistema solar fotovoltaico (aislado) y la red pública de energía, de acuerdo a las condiciones de control, a partir del voltaje en el banco de acumulación, que se pueden

observar en las tablas 3 y 4.

Se evidencia la implementación de un sistema de gestión de carga usando autogeneración desde un SFVA con soporte de la REP en forma programada, teniendo en cuenta las restricciones del SFVA y de los parámetros seleccionados por el usuario de acuerdo con condiciones de: seguridad, comodidad, horas pico, soporte para cargas in-interrumpibles o reservas de soporte energético especiales, logrando manteniendo la estabilidad del sistema, reducción de costos de operación y seguridad energética.

Se logra el desarrollo de una interfaz amigable con el usuario (HMI), que le permite supervisar y controlar en forma dinámica el suministro de energía a los circuitos establecidos, mediante funciones de control automático o manual para realizar la transferencia de los circuitos eléctricos entre el SFVA y la REP, según restricción del voltaje en el banco acumulador. En el modo automático el sistema tiene definido la secuencia de transferencia de los circuitos, mientras que en el modo manual el usuario puede definir el orden deseado.

De otro lado el desarrollo de este tipo de sistemas permite la masificación de SFVA u otro tipo de energía renovables en viviendas, empresas, edificios, industria y en general en cualquier aplicación que requiera energía eléctrica, al uso eficiente y racional de la energía eléctrica, a la implementación de estrategias de gestión de carga que permitiría modificar los patrones de consumo de energía posponiendo la construcción de nuevas centrales eléctricas por parte de las empresas de energía para abastecer la demanda, contribuyendo a mejorar las condiciones climáticas.

## REFERENCIAS

- [1] Galván López, E., Taylor, A., Clarke, S., Vinny, C., (2014). Design of an automatic Demand-Side Management system based on evolutionary algorithms. Proceedings of the ACM Symposium on Applied Computing. 10.1145/2554850.2554959.
- [2] Fadiran ,J. I., Yuill W., Chowdhury, S., Chowdhury ,S.P. (2012). Practical Demand Side Management - A Programmable Load Manager. IEEE PES T&D 2012.
- [3] Tsui, K. M., Chan, S. C., (2012). Demand response optimizations for smart home scheduling under real – time pricing. IEEE transactions on smart grid. Vol. 3, no. 4.
- [4] Zheng, Y., Jenkins, B. M., Kornbluth, K., Kendall, A., & Træholt, C. (2018). Optimization of a biomass-integrated renewable energy microgrid with demand side management under uncertainty. *Applied Energy*, 230, 836–844. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.015>
- [5] Murugaperumal, K., & Raj, P. A. D. V. (2019). Integrated energy management system employing pre-emptive priority based load scheduling (PEPLS) approach at residential premises. *Energy*, 186, 115815. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.145>
- [6] Noghreian, E., & Koofigar, H. R. (2020). Power control of hybrid energy systems with renewable sources (wind-photovoltaic) through switched systems strategy. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 21, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100280>
- [7] Sarker, E., Seyedmahmoudian, M., Jamei, E., Horan, B., & Stojcevski, A. (2020). Optimal management of home loads with renewable energy integration and demand response strategy. *Energy*, 210. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118602>
- [8] Hemmatia, M., Ivatlooa. B. H., Abapoura M., Anvari-Moghaddamc A. (2020). Day-ahead profit-based reconfigurable microgrid scheduling considering uncertain renewable generation and load demand in the presence of energy storage. *Journal of Energy Storage*
- [9] Documentos para ENERGÍA ELÉCTRICA: Uso Racional y Eficiente. <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/listados/tematica2.jsp?subtema=24354>.
- [10] Energía, Especial Eficiencia Energética, Colombia Normatividad Eficiencia Energética y Uso De Energías Alternativas, <https://aidterritorial.wordpress.com/2014/06/01/>, 01-06-2014.
- [11] Ministerio de Minas y Energía, UPME. (2016). Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 – 2022. [https://www1.upme.gov.co/Documents/PAI\\_PROURE\\_2017\\_2022.pdf](https://www1.upme.gov.co/Documents/PAI_PROURE_2017_2022.pdf)
- [12] Dabur, P., Sinhg G., Yadav, N. (2012) Electricity demand side management: various concept and prospects. *International journal of recent technology and engineering (IJRTE)* ISSN: 2277\_3878, volume-1, issue-1.
- [13] Hungerford, Z., Bruce, A., & MacGill, I. (2019). The value of flexible load in power systems with high renewable energy penetration. *Energy*, 188, 115960. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115960>
- [14] Jafari, M., & Malekjamshidi, Z. (2020). Optimal

- energy management of a residential-based hybrid renewable energy system using rule-based real-time control and 2D dynamic programming optimization method. *Renewable Energy*, 146, 254–266. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.123>
- [15] Kafetzis, A., Ziogou, C., Panopoulos, K. D., Papadopoulou, S., Seferlis, P., & Voutetakis, S. (2020). Energy management strategies based on hybrid automata for microgrids on island with renewable sources, batteries and hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110118>
- [16] Leithon, J., Werner, S., & Koivunen, V. (2020). Cost-aware renewable energy management: Centralized vs. distributed generation. *Renewable Energy*, 147, 1164–1179. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.077>.
- [17] Lopez, E. G., Taylor, A., Clarke, S., and Caill, V. Design of an automatic demand-side management system based on evolutionary algorithms. Distributed system group, school of computer Science and statistics, trinity college Dublin.
- [18] Parra, D., Norman, S. A., Walker, G. S., & Gillott, M. (2017). Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management. *Applied Energy*, 200, 358–369. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.048>
- [19] Rullo, P., Braccia, L., Luppi, P., Zumoffen, D., & Feroldi, D. (2019). Integration of sizing and energy management based on economic predictive control for standalone hybrid renewable energy systems. *Renewable Energy*, 140, 436–451. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.074>
- [20] Tabar, V. S., & Abbasi, V. (2019). Energy management in microgrid with consideration of high penetration of renewable resources and problem of generation of surplus energy. *Energy*, 189. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116264>
- [21] Teki, V. K., Maharana, M. K., & Panigrahi, C. K. (2020). Study on home energy management system with battery storage for peak load shaving. *Materials Today: Proceedings*, <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.08.377>