

Demand Side Management System Characterization for Residential Users in Manizales City

C. L. Cortés, S. X. Carvajal-Quintero and N. Guerrero-González

Abstract— This paper presents the characterization of Demand Side Management System with three constitutive subsystems: i) graphic operation and control interface, ii) communications network through narrow-band power lines (NB-PLC) according to G3-PLC standard, and iii) an array of six photovoltaic solar panels. The LabView® graphical interface simulates the system operator and contains the management system control program. The photovoltaic solar generation system was implemented in Manizales city, allowing energy contribution analysis of photovoltaic array with centralized inverter or with microinverters over an 11 months period. Communications system quality tests are presented reaching a Data Transfer Rate of 0.2702 KB/s for a 20.44 meters distance between nodes. Additionally, it is observed that, despite the high levels of precipitation and cloudiness of Manizales city, photovoltaic array with microinverters got a 16.5% gain of generated energy over the energy generated by photovoltaic array with centralized inverter.

Index Terms— Demand Side Management, Powerline Communications, Photovoltaic Solar Energy, Smart Grids

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los países buscan fortalecer la capacidad de sus sistemas energéticos de potencia para garantizar la sostenibilidad medioambiental y el suministro de la energía eléctrica como parte del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 de la Agenda 2030 [1]. Las tres dimensiones del ODS 7 proponen el acceso universal a la energía, el impulso a las energías renovables y la duplicación del impacto de la eficiencia energética, para lo cual cada país deberá fortalecer sus capacidades respecto a sostenibilidad energética mediante la definición y análisis de sus indicadores energéticos [2].

Por un lado, la sostenibilidad energética medioambiental se basa en el impulso de políticas de integración de los usuarios al mercado eléctrico y cambios en las fuentes de generación de energía eléctrica y en los sistemas de

Enviado el 20 de noviembre de 2019. Los autores agradecen a la Universidad Nacional de Colombia sede Manizales el apoyo financiero a través del proyecto DIMA 39053 “Implementación y puesta en marcha de un sistema de generación solar fotovoltaica y gestión inteligente de la demanda” aprobado en la Convocatoria nacional para el apoyo a proyectos de investigación y creación artística de la Universidad Nacional de Colombia 2017 – 2018, y al Programa Reconstrucción del Tejido Social en Zonas de Posconflicto en Colombia del Proyecto “Modelo ecosistémico de mejoramiento rural y construcción de paz: Instalación de capacidades locales”. Financiado por “Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, Fondo Francisco José de Caldas contrato No FP44842-213-2018. Código 58960”.

C. L. Cortés, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Caldas, Colombia. (clcortesc@unal.edu.co)

S. X. Carvajal, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Caldas, Colombia. (sxcarvajalq@unal.edu.co)

N. Guerrero, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Caldas, Colombia. (nguerrero@unal.edu.co)

comunicación. Esta postura busca atender de forma eficiente e integral a todos los actores de la red eléctrica, lo que supone

desafíos como homogeneizar la curva de demanda por parte de los usuarios reduciendo los picos de máxima demanda que se producen en el día a día, estimulando a que los usuarios que tienen un papel pasivo en el sistema eléctrico asuman un rol activo [2][3].

Por otro lado, los planteamientos para la gestión de la demanda, encaminados a promover la adquisición de equipos de bajo costo y eficientes en cuanto a su consumo de electricidad, son considerados por expertos e instituciones que promueven la seguridad energética como una estrategia fundamental en el futuro de la energía eléctrica [2][4].

Propuestas recientes para alcanzar la sostenibilidad energética medioambiental se enfocan en la implementación de sistemas de gestión de la demanda [5]. Los Sistemas de Gestión de la Demanda - SGD, son una herramienta tecnológica en la que se utilizan equipos de medida inteligente y subsistemas de comunicación y control del consumo energético de un usuario en tiempo real. En la actualidad se referencian dos tipos de sistemas de gestión de demanda eléctrica ofrecidos por los operadores de red, generadores o comercializadores; (i) sistemas basados en precios en tiempo real y (ii) respuesta a la demanda basada en incentivos [2][3].

Los SGD permiten integrar la generación de energía variable, como es la energía solar fotovoltaica y eólica, mediante la implementación de redes con mayor nivel de automatización [2][3].

Los SGD son sistemas compuestos por un software que permite medir y controlar los consumos de electricidad [6] con el propósito de influir en los hábitos de consumo del usuario final [2]. En este sentido un SGD debe poseer una infraestructura de comunicaciones eficiente que se caracterice por el flujo bidireccional de información entre los dispositivos de consumo y los recursos tradicionales de generación, transmisión y distribución de energía, que permita tener conocimiento constante de todos los agentes conectados a la red [2][7].

En cuanto a las infraestructuras de comunicaciones, las tecnologías propuestas para la implementación de los SGD se pueden clasificar como cableadas e inalámbricas [8]. Entre las tecnologías cableadas se encuentra PLC, tecnología para la transmisión de datos (usando señales moduladas de radiofrecuencia) a través del conductor utilizado para el transporte de energía eléctrica y se presenta como una opción atractiva para su implementación por ventajas como el menor costo en cuanto a infraestructura física al no requerir de cableado adicional, el alcance y la facilidad para la comunicación entre los dispositivos conectados a la red eléctrica.

En la literatura, se han reportado la viabilidad de SGD implementados con comunicaciones por líneas de potencia [9]–[13]. Sin embargo, los diseños e implementaciones de los SGD reportados en la literatura, no presentan estudios de

caracterización del desempeño de los subsistemas de generación solar fotovoltaico para la alimentación de zonas residenciales, y comunicaciones por líneas de potencia para un entorno residencial. En este artículo se presenta una caracterización de los subsistemas de comunicaciones basados en PLC y la generación de energía solar fotovoltaica asociados a variaciones climáticas de la ciudad de Manizales en un periodo de 11 meses.

En este trabajo se diseña, instala y valida en la ciudad de Manizales en Colombia, un SGD compuesto por tres subsistemas: i) una interfaz gráfica de operación y control desarrollada en LabView®, ii) tecnología de comunicaciones por las líneas de potencia en banda estrecha (NB-PLC) usando los kits de desarrollo TMDSPCKIT-V4 de Texas Instruments y iii) un subsistema eléctrico compuesto de generación de energía solar fotovoltaica conformado por 6 paneles solares fotovoltaicos de 270 Wp y las cargas de uso residencial.

El documento está dividido en 4 secciones, en la Sección II se analizan los componentes y la operación del SGD, la Sección III expone la caracterización de los subsistemas PLC y de generación solar fotovoltaica. Por último, se encuentran las conclusiones.

II. COMPONENTES Y OPERACIÓN DEL SGD

El SGD está compuesto por tres subsistemas esenciales: i) la interfaz gráfica de control que permite programar las condiciones de gestión y la operatividad del SGD, ii) una red de comunicaciones por las líneas de potencia y iii) una red eléctrica que es sometida a control en tiempo real. Cada uno de estos sistemas es descrito a continuación.

A. Interfaz Gráfica de Control

La interfaz gráfica y las operaciones de control están programadas en el software LabView®. Este software tiene la capacidad de adquirir y graficar la información de consumo y generación de energía eléctrica del usuario gestionado energéticamente, entregando curvas de demanda y características de generación de energía solar fotovoltaica en tiempo real.

La estrategia de control de cargas se basa en el desplazamiento de picos de consumo para el aplanamiento de la curva de demanda y la integración de generación solar fotovoltaica. La estrategia de control tiene como variables de entrada el consumo de energía eléctrica neta del usuario, calculada como la diferencia entre la energía eléctrica consumida de la red de distribución y la generación de energía solar fotovoltaica instalada [2].

Desde la interfaz el operador del sistema puede controlar el umbral de potencia máxima y mínima que el usuario debe mantener según el comportamiento del sistema eléctrico y de la curva de demanda, para luego definir la acción de control a realizar mediante una comparación como se observa en la Fig. 1. Cuando la curva de demanda supera el límite máximo, en la interfaz se enciende una señal y el programa de control define según se ha convenido previamente con el usuario, que cargas serán desconectadas. De igual forma, cuando la demanda se encuentra por debajo del mínimo de potencia que establece el operador del sistema de control, el programa activa cargas del usuario según los patrones de control establecidos con el usuario.

La frecuencia de muestreo de la generación proveniente del panel solar y los consumos de la demanda se realiza cada

quince minutos, dado que esta es la frecuencia de muestreo utilizada en mercados intrahorarios en Europa [14].

En la interfaz se muestra el comportamiento de generación variable asociada al sistema instalado (6 paneles solares fotovoltaicos de 270 Wp), presentando la curva de generación de energía eléctrica y la potencia consumida por el usuario de este recurso energético. El diagrama de flujo del SGD se presenta en la Fig. 1.

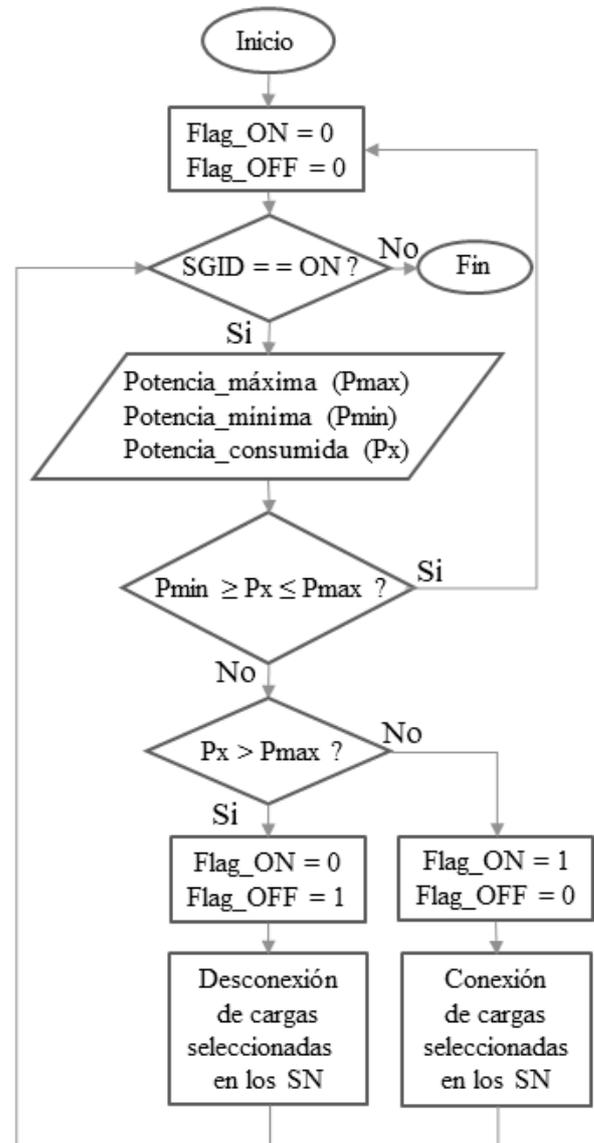


Fig. 1. Diagrama de flujo SGD.

B. Red PLC

PLC – (Powerline Communication) es una tecnología de comunicación en la cual se hace uso de las líneas de distribución eléctrica para la transmisión de datos. En comparación con tecnologías de acceso inalámbricas como radio frecuencia – RF, PLC ofrece ventajas en ambientes donde ninguna otra tecnología de acceso puede proporcionar una solución como es el caso de instalaciones subterráneas a gran profundidad o habitaciones con apantallamiento metálico. Adicionalmente, la confiabilidad de la red de comunicaciones es mayor, no requiere de sintonización o ajuste en la dirección de antenas, previniéndose además una falla por retiro o manipulación indebida de la misma [15].

Las iniciativas para proveer aplicaciones para el usuario final van desde lectura automática de medidores, carga de vehículos eléctricos, monitoreo del sistema de potencia, monitoreo y/o control de iluminación y temperatura, etc. Al mismo tiempo, las regulaciones, estándares y certificaciones de las tecnologías PLC han acompañado el desarrollo tecnológico alrededor del mundo. Según las bandas de frecuencia utilizadas, los sistemas PLC se pueden clasificar en cuatro: banda ultra estrecha (30 – 300 Hz), cuasi banda (1 – 10 MHz), banda estrecha (9 – 500 kHz) y banda ancha (2 – 100 MHz). Centrándose las iniciativas en regulaciones y estándares en la banda estrecha – NB y banda ancha – BB debido a sus aplicaciones en redes inteligentes y redes domésticas respectivamente [16]. Los estándares que regulan las comunicaciones por líneas de potencia son IEEE 1901, ITU-T G.hn y HomePlug en sus especificaciones AV, Green PHY y AV2 para comunicaciones en banda ancha - BBPLC, e ITU-T G.9904 (PRIME), ITU-T G.9903 (G3-PLC), IEEE 1901.2 e ITU-T G.hnem para comunicaciones en banda estrecha - NBPLC [16].

La red para comunicaciones por líneas de potencia se configuró en modo maestro/esclavo. Tres módems PLC se definieron como nodos de servicio (SN) y un único módem PLC se definió como nodo base (BN). Desde el equipo host se ordena a cada módem la activación o desactivación de un relé dependiendo de los niveles de consumo requeridos, información que debe ser transmitida a cada uno de los SN para su ejecución. A continuación, se describen cada uno de los componentes de la red PLC y su configuración de forma detallada.

1) *Descripción de equipos:* Los módems PLC utilizados en este estudio son kits de desarrollo TMDSPCKIT-V4C2000 de la Texas Instruments. Estos kits permiten configurar la comunicación en el estándar G3-PLC [17], el cual opera en la banda de frecuencia Cenelec-A desde los 36 kHz hasta los 90,6 kHz y usa multiplexación por división de frecuencias ortogonales – OFDM para la transmisión. Los módems PLC poseen varios tipos de modulación por desplazamiento diferencial de fase (ROBO / DBPSK / DQPSK / D8PSK) y pueden alcanzar una velocidad de transmisión de datos entre 5,592 kbps y 34,16 kbps. El número de portadoras usadas para la transmisión definido por el estándar y aceptado por los módems es de 36 subportadoras donde 25 subportadoras están reservadas para la transmisión de datos.

2) *Configuración del nodo base:* Esta aplicación permite crear y mantener conexiones de red G3 y realizar pruebas eMeter donde el nodo de base (BN) enviará y recibirá datos de cada uno de los nodos de servicio (SN), generando datos aleatorios para simular un tráfico de paquetes de datos. La información transmitida se adquirió mediante la aplicación G3_HostApplication, la cual se comunica con el módem PLC a través del protocolo de comunicación serial UART utilizando los mensajes de host TI. Luego se caracteriza la conexión definiendo el puerto donde se establece el nodo base (BN), su dirección y la ubicación donde se alojará la información. Finalmente, el nodo base inicializa la red por medio del programa externo HOST_CLI. El nodo base recibe comandos desde el equipo host en el cual está alojada la interfaz del usuario; allí se generan las instrucciones de acuerdo con el proceso que se esté llevando a cabo, es decir si la curva de demanda en la interfaz gráfica está cerca del límite establecido por el usuario esta generara una orden de apagado o encendido, y

esta información es direccionada por medio del nodo base a los nodos de servicio. Por lo tanto, el nodo base (BN) verifica constantemente si hay nuevos comandos desde el equipo host.

3) *Configuración del nodo de servicio:* La configuración del nodo de servicio (SN) asigna una dirección para su identificación y un puerto para el enlace con el host. Luego se asignan espacios de memoria donde se almacenarán los datos recibidos. Luego de identificar cada uno de los SN conectados a la red desde el BN se usó la aplicación Host_CLI proporcionada por el distribuidor para hacer pruebas de tráfico de paquetes y evaluar la funcionalidad de la red. Los nodos de servicio reciben paquetes de datos generados en el nodo base e identifican si el paquete corresponde a su dirección para proceder a leerlo. La aplicación G3_HostApplication copiará la información y enviará instrucciones (ON/OFF) a un pin GPIO presente en su propia placa. Dicha señal será enviada a un relé encargado de conectar o desconectar el dispositivo a la red eléctrica.

C. Interfaz Eléctrica

La red eléctrica sometida a la gestión de la demanda en el presente trabajo está compuesta por cargas de diferentes tipos: iluminación led, motores y computadoras. En cada punto de conexión de las cargas se encuentran instalados módems PLC encargados de adquirir las señales de medida de consumo y comunicarlas al BN. En el equipo host conectado al BN la información es gestionada a través de la interfaz gráfica de control.

El sistema de generación solar fotovoltaico está conformado por seis paneles solares marca Hybrytec con 270 W de potencia de generación cada uno, configurados en dos arreglos, i) un sistema solar fotovoltaico con tres paneles e inversor centralizado y ii) un sistema solar fotovoltaico con tres paneles y tres microinversores, ambos conectados a la alimentación principal del usuario como se observa en el diagrama de conexión de la Fig. 2. La interconexión de los dos arreglos forma un solo sistema de generación en el que la sumatoria de la potencia de generación de cada uno aporta energía, tanto al suministro eléctrico como a las cargas adaptadas a él.

Cada arreglo fotovoltaico posee un sistema independiente para la recolección de datos. El arreglo con microinversores utiliza el sistema Envoy™ y el software de supervisión y análisis de Enphase Enlighten™, el cual envía información vía wifi a la aplicación móvil MyEnlighten™; su configuración permite ver el estado o la descripción de patrones de energía en el día, mes, año o durante la vida útil del sistema. Por su parte el sistema wifi – Box® permite el envío de información recolectada del arreglo con inversor centralizado a una página web; el sitio web muestra el reporte de generación energética de cada día del mes.

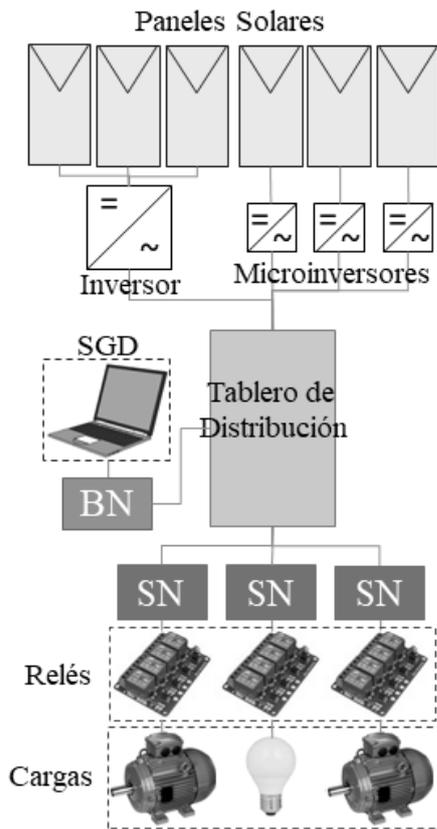


Fig. 2. Diagrama completo del SGD.

III. CARACTERIZACIÓN DE SUBSISTEMAS: PLC Y GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO

Dos subsistemas del SGD fueron puestos a prueba de forma individual mediante pruebas experimentales, el enlace PLC y el sistema de generación solar fotovoltaico. Se realizaron pruebas de modulación y distancia con los equipos usados para realizar el enlace PLC, y se comparó el aporte energético de los arreglos fotovoltaicos a la energía total generada por el sistema solar fotovoltaico conectado a la alimentación principal del usuario descrito en la interfaz eléctrica.

A. Enlace PLC

Con el propósito de analizar el comportamiento de los esquemas de modulación soportados por los kits TMDSPCKITV4-CEN de Texas Instruments para comunicación por líneas de potencia, se realizaron dos pruebas experimentales basadas en la transmisión de un archivo entre dos módems PLC. El software provisto por la Texas Instruments fue usado en cada una de las pruebas realizadas siendo los parámetros de Relación Señal a Ruido – SNR, Indicador de Fuerza de la Señal Recibida – RSSI, e Indicador de Calidad del Enlace – LQI medidos en el lado del receptor.

El primer parámetro medido en cada prueba es la SNR – (SignaltoNoise Ratio) medida en dB. Esta es la relación de la potencia de la señal transmitida y la potencia del ruido. Según la British Telecom los valores de SNR clasifican la calidad de la comunicación y le asigna una categoría así: sin conexión (≤ 6 dB), conexión inestable (7 to 10 dB), valor óptimo (11 to 20 dB) y valor excelente (≥ 21 dB).

El segundo parámetro medido en cada prueba es el RSSI – (Received Signal Strength Indicator). Se trata de una medida que indica la intensidad de la energía integral de la señal en

el receptor. Se mide comúnmente en dBm y se usa comúnmente para calcular la distancia óptima para ubicar los equipos.

El último parámetro medido es el LQI – (Link Quality Indicator). Esta es una medida de la calidad de la señal recibida y depende del formato de modulación debido a que acumula la magnitud del error entre la constelación ideal y la señal recibida. Por tanto, un valor bajo indica mayor calidad de enlace.

1) *Prueba de modulación*: La topología usada para esta prueba se muestra en la Fig. 3, donde se conectan dos módems PLC, uno para transmisión y otro para recepción al tomacorriente. En cuanto a los formatos de modulación evaluados, el software provisto por el distribuidor usa formatos de modulación basados en PSK: BPSK – (Binary Phase Shift Keying), QPSK – (Quadrature Phase Shift Keying) y ROBO – (ROBust mOde) el cual usa QPSK.

Una vez configurados los módulos de acuerdo con la topología mostrada en la Fig. 3, se procede a transmitir un archivo de texto cuyo tamaño es de 50 KB mediante el software Intermediate GUI® diseñado por el distribuidor, cambiando el esquema de modulación (ROBO, BPSK o QPSK) y calculando la tasa de transferencia de datos en cada prueba realizada - DTR.

Para cada esquema de modulación la Tabla 1 contiene los valores de DTR, este cálculo se realizó midiendo el tiempo que tomaba desde el envío desde el Nodo 1 Tx hasta la recepción del archivo en el Nodo 2 Rx.

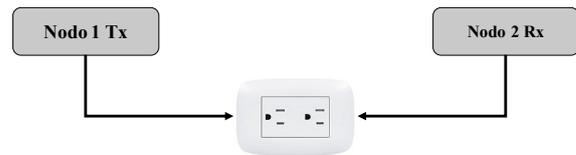


Fig. 3. Topología prueba de modulación.

TABLA 1.
TASA DE TRANSFERENCIA DE DATOS
POR ESQUEMA DE MODULACIÓN

Modulación	DTR (KB/s)
ROBO	0.2717
BPSK	0.5882
QPSK	0.7246

De acuerdo con la Tabla 1 se observa que ROBO es el esquema de modulación que presenta una tasa de transmisión de datos menor. Esto se debe a que este esquema de modulación usa codificación de repetición para mejorar la robustez de las comunicaciones por líneas de potencia en ambientes ruidosos; cada bit es repetido entre 4 y 6 veces para asegurar la correcta recepción del bit. Luego se obtuvieron los valores de SNR, RSSI y LQI para cada esquema de modulación evaluado (Figura 4.).

Según la Tabla 1 el esquema de modulación que presenta mejor tasa de transferencia de datos es QPSK y ROBO la más baja. Contrario a los resultados obtenidos (Figura 4) para SNR donde ROBO tiene la mejor relación comparada con BPSK y QPSK, los tres esquemas de modulación presentan un valor óptimo de SNR. Los valores de RSSI para los esquemas de modulación evaluados son bastante cercanos indicando no solo la falta de variación en la distancia, sino que la intensidad de la señal recibida es bastante buena. Por último, encontramos los valores de LQI que en este caso son iguales para BPSK y QPSK y aumenta su valor para el esquema ROBO; este último valor puede indicar que la

codificación de repetición ha incrementado la magnitud del error entre la constelación ideal y la señal recibida.

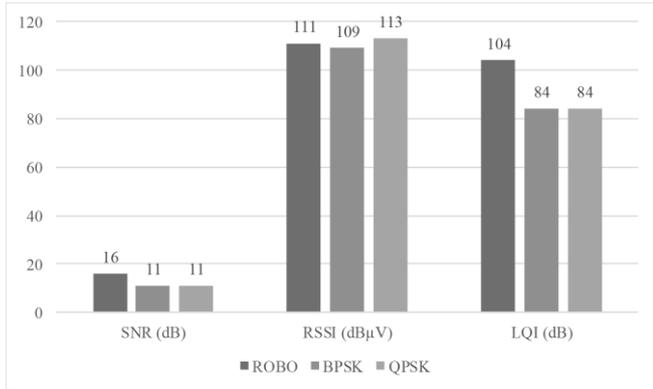


Fig. 4. Valores de SNR, RSSI y LQI por esquema de modulación.

Finalmente, habiendo realizado la prueba de modulación donde la distancia entre nodos se mantuvo constante, se pudo observar que el esquema de modulación QPSK es el más recomendado para las comunicaciones por líneas de potencia.

2) *Prueba de distancia:* La topología usada en esta prueba se muestra en la Fig. 5, donde se presentan variaciones en la distancia entre los nodos.

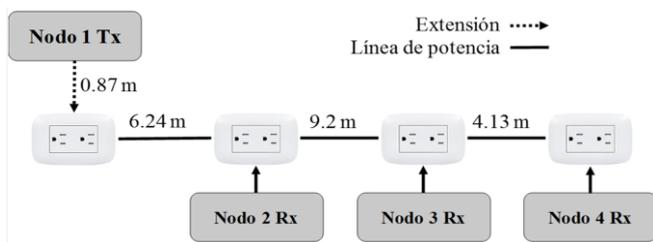


Fig. 5. Topología prueba de distancia.

En esta configuración, el BN se conecta en un punto de referencia (Nodo 1 Tx), y tres SN se conectan incrementando la distancia (Nodo 2 Rx, Nodo 3 Rx y Nodo 4 Rx). Inicialmente se prueban las diferentes distancias usando el esquema de modulación QPSK, pero tras varios intentos no se logró realizar una transmisión exitosa. El esquema de modulación utilizado en esta prueba es ROBO. De acuerdo con la topología mostrada en la Figura 5 las distancias entre nodos se presentan en la tercera columna de la Tabla 2 y sus respectivos DTR en la cuarta columna.

TABLA 2.
TASA DE TRANSFERENCIA DE DATOS POR ESQUEMA DE MODULACIÓN

Enlace	Distancia (m)	DTR (KB/s)
1. Nodo 1 Tx – Nodo 2 Rx	7.11	0.2732
2. Nodo 1 Tx – Nodo 3 Rx	16.31	0.2717
3. Nodo 1 Tx – Nodo 4 Rx	20.44	0.2702

El archivo de prueba fue recibido exitosamente entre nodos. De acuerdo con la Tabla 2, conforme la distancia aumenta, la velocidad de transmisión disminuye. La diferencia entre cada distancia evaluada es mínima, por lo que, en distancias pequeñas como las tomadas en la prueba, la Tasa de Transferencia de Datos no se ve seriamente afectada. Como se esperaba la SNR decrece con el aumento

de distancia (Fig. 6), al igual que la intensidad de la señal recibida.

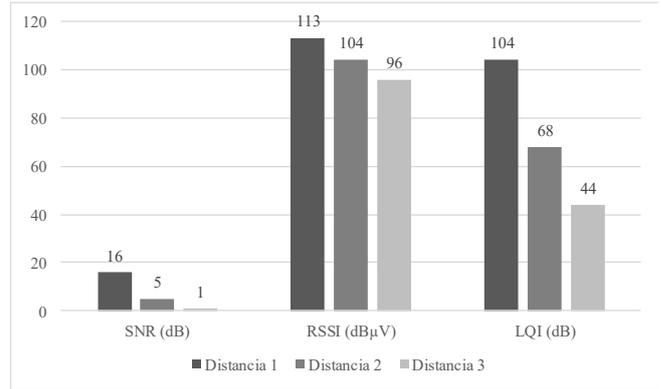


Fig. 6 Valores de relación señal a ruido prueba de distancia.

De acuerdo con la definición, los valores decrecientes con la distancia de LQI son deseables, pero combinados con el comportamiento decreciente de RSSI pueden indicar: i) ausencia de ruido y señal débil en el caso de valores bajos para RSSI y LQI, o ii) ruido fuerte usualmente proveniente de alguna fuente de interferencia; creando un escenario donde la transmisión de datos no es confiable para distancias mayores a 10 mts aproximadamente.

B. Sistema de Generación Solar Fotovoltaico

La instalación del sistema de generación fotovoltaico se realizó en Manizales, una ciudad con alta nubosidad y altos niveles de precipitación, ubicada en la media montaña andina y sujeta a condiciones climáticas variables propias de sus características geográficas. El sistema fotovoltaico instalado en techo se conecta directamente a la red y se compone de tres paneles solares e inversor marca Hersic y tres paneles solares con tres microinversores M250 marca Enphase™. Ambos arreglos fotovoltaicos instalados funcionan de forma paralela durante 24 horas diarias por once meses entre julio de 2018 y mayo de 2019, con el propósito de conocer de manera experimental el aporte de cada arreglo a la energía total generada por el sistema fotovoltaico disponible para el usuario.

La generación total acumulada durante los once meses de prueba fue de 1.284,2 kWh, de los cuales 691 kWh fueron aportados por el arreglo fotovoltaico con microinversores y los restantes 593,2 kWh fueron aportados por el arreglo con inversor centralizado. Los valores promedio de energía generada mes a mes de cada arreglo se presentan en la Fig. 7.

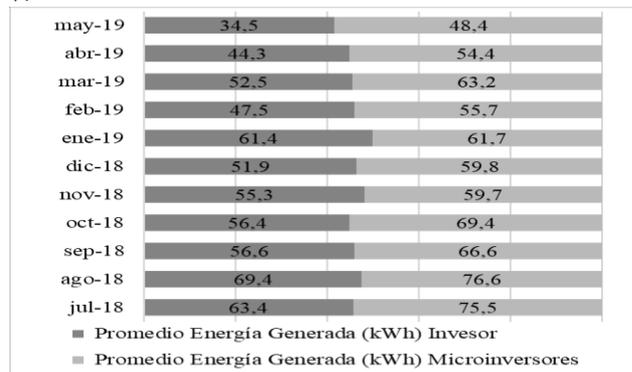


Fig. 7. Comparación datos de generación mensual acumulada para el arreglo fotovoltaico con inversor central y con microinversores.

En el periodo de tiempo analizado, los sistemas de monitoreo climático de la ciudad reportaron nubosidad el 76% del tiempo y una precipitación promedio acumulada mensual entre 71 mm y 262,2 mm, condiciones poco deseadas para la instalación de un sistema de generación solar fotovoltaico por afectar la producción de energía de los paneles solares. Además de la localización del sistema de generación solar fotovoltaico, la energía generada se ve afectada por la configuración del arreglo fotovoltaico, presentando una ganancia de 16,5 % del arreglo con microinversores sobre el arreglo con inversor centralizado [18].

IV. CONCLUSIONES

Las pruebas experimentales realizadas confirman la usabilidad del estándar industrial G3-PLC como red multiservicio de comunicaciones y control. El esquema de modulación que ha probado superioridad comparado con BPSK y QPSK es el esquema de modulación ROBO para las distancias evaluadas (sección III – A – 2); siendo este último el único esquema de modulación capaz de realizar enlaces de comunicación para las distancias evaluadas en las pruebas realizadas.

La red es entonces usada para monitorear, adquirir información y operar remotamente las cargas y generación de energía variable de los usuarios, y con ello gestionar la energía eléctrica de manera eficiente.

Según reportes de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), para el año 2018 el consumo per cápita de energía de un colombiano en el sector residencial fue de aproximadamente 499 kWh. Según este reporte, para los once meses de prueba la generación de energía total dada por el arreglo fotovoltaico con microinversores o con inversor centralizado cubren esta demanda. Para el caso de un sistema de generación solar fotovoltaico instalado en una ciudad de media montaña andina se obtiene una ganancia de 16,5% del arreglo con microinversores sobre el arreglo con inversor centralizado, valor superior a los reportados en la literatura que no superan el 12% de ganancia, indicando que las condiciones climáticas propias de la región no afectan de forma significativa la eficiencia de los paneles solares.

Los trabajos futuros incluyen pruebas de campo en redes con un mayor número de usuarios gestionados energéticamente y aumentar las estrategias de control, tales como desconexión controlada de cargas con el fin de operar en modo isla ante desconexiones fortuitas de la red de distribución y restablecimientos a partir del balance entre generación y demanda. Adicionalmente se resalta la necesidad de evaluar la respuesta de la red a las condiciones de estrés en términos de tráfico de datos e interferencias electromagnéticas generadas por dispositivos eléctricos circundantes, y estudiar el efecto de otros factores externos como el ángulo de inclinación de los paneles y el sombreado en la superficie del panel para el sistema de generación solar fotovoltaico instalado.

REFERENCIAS

[1] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, “Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante,” *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*, 2016. [Online]. Available: <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html> [Accessed: 19-Nov-2019].

[2] J. C. Peña-Noreña, “Diseño de un Sistema de Respuesta Activa de la Demanda Experimental a Partir de Generación Solar Fotovoltaica y

Control de Demanda Eléctrica,” Master’s Thesis. Universidad Nacional de Colombia, Manizales – Colombia. 2019.

[3] S. Monisha, S. G. Kumar, and M. Rivera, “Methodologies of Energy Management and Control in Microgrid,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 9, pp. 2345–2353, 2018.

[4] International Energy Agency Secure Sustainable Together, “World Energy Outlook 2017 From Poverty to Prosperity,” Paris, 2017. [Online]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf [Accessed: 19-Nov-2019].

[5] A. Singh, S. Vyas, and R. Kumar, “Switching State Prediction for Residential Loads with Weather Data for Smart Automated Demand Response,” 2017 Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE), Noida, 2017, pp. 493–498.

[6] Y. Montoya, J. Ramirez, and T. Perez, “Smart Grid,” *Rev. Cient. electrónica Fac. ciencias e Ing. Ing. al día.*, pp. 107, 2015.

[7] C. A. Díaz Andrade and J. C. Hernández, “Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica - Estado del Arte,” *S&T*, vol. 9, no. 18, pp. 53–81, 2011.

[8] N. Poveda, C. Medina, and M. Zambrano, “Tecnologías de comunicación para redes de potencia inteligentes de media y alta tensión,” *Prism. Tecnológico*, vol. 5, no. 1, pp. 29–32, 2014.

[9] Y. S. Son, T. Pulkkinen, K. D. Moon, and C. Kim, “Home energy management system based on power line communication,” *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 56, no. 3, pp. 1380–1386, 2010.

[10] J. Han, C. S. Choi, W. K. Park, I. Lee, and S. H. Kim, “Smart home energy management system including renewable energy based on ZigBee and PLC,” *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 60, no. 2, pp. 198–202, 2014.

[11] T. R. Whiffen, S. Naylor, J. Hill, L. Smith, P. A. Callan, M. Gillott, C. J. Wood and S. B. Riffat, “A concept review of power line communication in building energy management systems for the small to medium sized non-domestic built environment,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 618–633, 2016.

[12] M. O. Leme, F. Trojan, A. A. Paula Xavier, and A. C. Francisco, “Digital Energy Management for Houses and Small Industries Based on a Low-cost Hardware,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 10, pp. 4275–4278, 2016.

[13] A. E. Dulay, A. D. Bautista, E. T. Ong, N. A. G. Pineda, M. Y. V. Urbano, and P. S. L. Uy, “Energy Management System for Educational Buildings Using the Prime Narrow Band Pfc Standard,” *ARPJ. Engineering Appl. Sci.*, vol. 12, no. 7, pp. 2326–2332, 2017.

[14] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, 2016.

[15] K. Sharma and L. M. Saini, “Power-line Communications for Smart Grid: Progress, challenges, opportunities and status,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 704–751, 2017.

[16] C. Cano, A. Pittolo, D. Malone, L. Lampe, A. M. Tonello, and A. G. Dabak, “State of the Art in Power Line Communications: From the Applications to the Medium,” *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 34, no. 7, pp. 1935–1952, 2016.

[17] L. D. R. Farias, M. F. C. Barreto, M. O. Leme, and S. L. Stevan Jr, “Empirical technical feasibility and performance analysis of G3-PLC standard for monitoring in industrial environment,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 10, pp. 4241–4248, 2016.

[18] C. L. Cortés, G. S. Gómez-Gómez, F. Betancur-Londoño, S. X. Carvajal Quintero, N. Guerrero-González, “Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales”, *Tecnológicas*, vol. 23, no. 47, pp. 1-22, 2020.



Claudia Lucía Cortés obtuvo el grado de Ingeniera Electrónica de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales en 2010. Maestría en Automatización Industrial de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales (2015). Actualmente es estudiante del Doctorado en Ingeniería

– Automática de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.



Sandra Ximena Carvajal Quintero obtuvo el grado de Ingeniera Electricista de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales en 2001. Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales (2012) y Doctorado en Ingeniería – Línea Automática de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales (2013). Actualmente se desempeña como docente de tiempo completo en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, y Vicedecana de Investigación y Extensión en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.



Neil Guerrero González obtuvo el grado de Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales en 2005. Maestría en Automatización Industrial de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales (2007) y Doctorado en Fotónica de la Universidad Técnica de Dinamarca (2011). Actualmente se desempeña como docente de tiempo completo del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, y Director Académico en la Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales.