

Diseño e implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la microrred de la Universidad de Nariño

(Design and implementation of a Smart Measurement System for AMI in the microgrid of the University of Nariño)

Andrés F. Arciniegas M.¹, David E. Imbajoa R.², Javier Revelo F.³

Resumen:

Este proyecto describe la propuesta de un Sistema de Gestión de Medida desde el proceso de diseño hasta la implementación de un prototipo de medidor inteligente, para operación en la microrred de la Universidad de Nariño. Este dispositivo se caracteriza por el constante registro de medidas con resolución de 24 bits, suficiente para realizar análisis de calidad de la potencia. Además, se integra al sistema SCADA, a través de los protocolos abiertos MODBUS, DNP3 e IEC 61850 con técnicas de ciberseguridad programada. De igual manera, se diseñan varias plataformas de gestión para el monitoreo de variables eléctricas y el control del flujo de corriente a las cargas. Finalmente, dos casos de estudios muestran la aplicación en la microrred, del Sistema de Gestión de Medida implementado.

Palabras clave: Medidor inteligente; AMI; red inteligente; microrred; ciberseguridad.

Abstract:

This project describes a proposed Measure Management System, from the design stage to the implementation of a prototype smart meter, adapted to operate in the microgrid at the University of Nariño. This device features a constant record of measures, with resolution of 24 bits, sufficient to perform power quality analysis. In addition, it is integrated into the SCADA system through the open protocols MODBUS, DNP3 and IEC 61850, with scheduled cybersecurity techniques. Likewise, several management platforms for the monitoring of electrical variables and control over the current flow to the loads is designed. Finally, two study cases show the application of the implemented measure management system in the microgrid.

Keywords: Smart meter; AMI, smart grid; microgrid; cybersecurity

1. Introducción

La red eléctrica es actualmente una de las mallas interconectadas más grandes del planeta, al extenderse por una vasta porción de su territorio. Durante muchos años, en varios países de Latinoamérica, no ha habido cambios radicales en la tecnología para la expansión de la red. Incluso se sigue usando métodos muy similares a los manejados en el siglo pasado. Sin embargo, durante los últimos años, se ha venido introduciendo al sistema eléctrico una serie de tecnologías innovadoras que permiten una gestión del flujo de energía de mayor eficiencia, y una mejor

¹ Universidad de Nariño, Pasto – Colombia (andresarciniegas@udenar.edu.co)

² Universidad de Nariño, Pasto – Colombia (deivy311@udenar.edu.co)

³ Universidad de Nariño, Pasto – Colombia (javierrevelof@udenar.edu.co)

calidad de esta respecto a la actual. La integración completa de tecnologías de la información, junto con otras fuentes renovables de energía, en un modelo de generación y distribución no centralizado, se conoce como Red Inteligente, o Smart Grid (Farhangi, 2010). Asimismo, una Microrred es una subred de distribución que incluye generación y almacenamiento, y que también tiene la capacidad de operar en modo isla, es decir, sin conexión a la red eléctrica convencional de servicio público.

Existen diferentes razones por las cuales el proceso de transición de una red convencional a una red inteligente se puede ver acelerada, como lo son la disponibilidad de tecnología, equipos y recursos en general; la variabilidad del flujo hídrico debido al cambio climático y por ende la afectación de la generación por hidroeléctricas; el crecimiento exponencial de la población; fallas presentadas por la antigüedad de la red, entre otras (Ipakchi, 2009). Independientemente de la rapidez de los cambios, la transformación masiva y necesaria del sistema eléctrico tendrá lugar gradualmente en el futuro, y diferentes entes particulares e instituciones educativas se encuentran ya trabajando en estos cambios, y en la integración de las ahora disponibles fuentes renovables, y los equipos compatibles con ellas, como los automóviles y bicicletas híbridas o eléctricas.

Adicional a la generación distribuida con fuentes alternativas, en las microrredes, también se tiene una Infraestructura Avanzada de Medida (AMI), que se encarga principalmente de registrar las diferentes variables de interés para gestionar la microrred en su conjunto. Esta incluye sistemas de red residencial, incluyendo monitoreo y control de variables; medidores inteligentes; redes de comunicaciones que se incorporan a los centros de datos; sistemas de gestión de información; y finalmente la integración de plataformas de software nuevas y en operación. Adicionalmente, una AMI provee un gran avance hacia la modernización del sistema de potencia completo. (Chen, 2011)

Un sistema basado en AMI, al tener información instantánea de la red eléctrica, permite la realimentación inmediata de los eventos de la microrred, pudiendo diagnosticar rápidamente emergencias o deficiencias de esta, para su posterior corrección y reparación de manera eficaz. La infraestructura de comunicación bidireccional de una AMI soporta también la automatización de la red a nivel de circuito, con posibilidad de controlar el flujo de corriente en las cargas. (Hart, 2008)

Actualmente, la implementación de sistemas AMI se encuentra en crecimiento en diferentes campos de acción, tanto en el sector privado como en el público, impulsado por sus múltiples beneficios, para el propietario como para los usuarios. Uno de sus beneficios es la eficiencia mejorada en la distribución y uso de la energía eléctrica, produciendo un impacto favorable en el medio ambiente. Permite la aceleración del uso de generación distribuida, que promueve la instalación y uso de fuentes de energía renovables.

Un adelanto importante de la instalación de una AMI se desarrolla actualmente en la Universidad de Nariño, en el marco del proyecto “Análisis de Oportunidades Energéticas con Fuentes Alternativas en el Departamento de Nariño –ALTERNAR–”, que tiene como objeto, el diseño y la implementación de una Microrred en el campus universitario. Por lo anterior, en el presente artículo, se describe el diseño e implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la microrred de la Universidad de Nariño

Este documento se organiza de la siguiente manera: En la sección II se describe el diseño de la microrred inteligente de la Universidad de Nariño. En la sección III se describe el sistema de gestión de medida implementado incluyendo los componentes tanto de hardware como de software, de acuerdo a los requerimientos de la microrred inteligente. En la sección IV se expone los resultados del proceso, aplicado a dos casos de estudio en la microrred y, finalmente en la sección V, se termina con las conclusiones y el trabajo futuro a desarrollar. Señalar en qué consiste el trabajo completo, su objetivo, antecedentes, estado actual del problema, hipótesis y los objetivos propuestos.

2. Materiales y métodos

2.1. Microrred universitaria

El proyecto ALTERNAR, es una iniciativa del Grupo de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Electrónica –GIIEE- y financiado con recursos del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación del Sistema General de Regalías. El proyecto plantea como uno de sus principales objetivos, la elaboración de una microrred piloto para investigar diferentes tecnologías de energización sostenible. La microrred inteligente tiene generación distribuida a partir de fuentes alternativas de energía, como se muestra en la *Figura 1*.

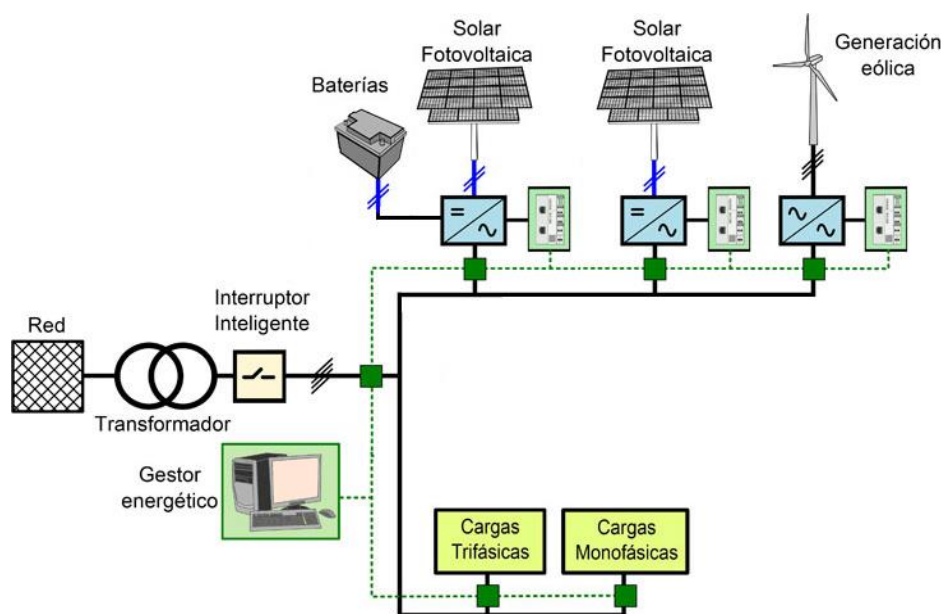


Figura 1. Diagrama general de la microrred de la Universidad de Nariño

Principalmente, la microrred está compuesta de 3 sistemas fotovoltaicos, cada uno de 12,5 KW, de los cuales dos son sistemas de inyección a red y el tercero es un sistema híbrido con almacenamiento. Además, tiene un aerogenerador ENAIR 70, de 5KW, que se integra a la microrred con un sistema fotovoltaico de respaldo. Además, se va a integrar un generador diésel de 500KVA, para suplir la demanda de energía del campus universitario, ante ausencia de energía del Sistema Interconectado Nacional, y será la referencia para la inyección de energía en operación en modo isla.

En complemento a la generación distribuida, una de las características más destacadas de la microrred es su infraestructura totalmente monitoreada, para efectuar estrategias de control y realizar la gestión de la energía. Para esto, se ha implementado una red de comunicaciones inalámbrica propia para la microrred, a través de radioenlaces en la banda de 2.4GHz, conectando los diferentes edificios de la universidad con el laboratorio donde está el centro de gestión de medida. En la *Figura 2* se ilustra la topología del sistema de comunicaciones, al que se integran las diferentes estaciones de medición con la plataforma de gestión, que se propone en la presente investigación. Si bien se diseña para adecuarse a la microrred universitaria, es perfectamente escalable a cualquier sistema eléctrico que requiera ser monitoreado.



Figura 2. Topología del sistema de comunicación de estaciones de medición con el centro de gestión en microrred de la Universidad de Nariño

La red de comunicaciones permite establecer un Sistema de Gestión de Medida (EMS), cuya operación depende de la recolección de mediciones de estaciones. Por esta razón, se consideró indispensable el diseño, montaje y operación de instrumentos que permiten el monitoreo de variables eléctricas de la microrred. También, es un requerimiento importante que la recolección de medidas se haga con intervalos de tiempo muy cortos (del orden de milisegundos), debido a

que se requiere evaluar la calidad de la energía de la red convencional ya instalada, como la generada por las fuentes renovables.

En el mercado actual, los equipos de medida de energía eléctrica inteligente, que cubren los requerimientos de la microrred de la Universidad, tienen costos muy elevados. Por lo anterior, la presente investigación aporta al desarrollo de la microrred del campus universitario, específicamente en lo referente al sistema de medición para la recolección de datos con una Infraestructura Avanzada de Medida, bajo diferentes canales de comunicación con capacidad de análisis de red y reconexión remota de cargas. Los equipos de medida de energía eléctrica y el sistema de gestión, con las cualidades propias de los dispositivos de medición inteligente, se describe en la siguiente sección.

2.2. Sistema de gestión de Medida

El sistema implementado, abreviado en las siglas *SGM* (Sistema de Gestión de Medida), incluyó la construcción de un medidor inteligente, y el diseño de dos aplicativos web para la gestión de información local y remota.

El objetivo principal de este proyecto es garantizar el monitoreo constante, completo y accesible de las medidas eléctricas en la microrred de la universidad. Tiene un control directo sobre los flujos de corriente de las cargas, tanto desde un software de gestión de medida como desde un ordenador con conexión a la red de área local, con la respectiva autenticación. El sistema cuenta con un registro histórico tanto en las estaciones (medidor), como la nube o servidor.

El modelo que adapta estos requerimientos de manera eficiente se enmarca en la integración del llamado *Sistema de Gestión de Energía* (EMS), orientado a la versión de flujo eléctrico. Este sistema permite desarrollar el modelo del objetivo, y facilita un proceso de optimización del ejercicio de la generación y el consumo de electricidad [3]. En el *SGM*, se tiene 3 componentes principales para su integración a la microrred: El medidor inteligente, Ciberseguridad en la red, gestión de información, que se describen a continuación:

a. El medidor inteligente

Es el dispositivo inteligente de medida de la AMI presentada en el proyecto. En la *Figura 3* se ilustra la estructura interna del medidor inteligente diseñado.

Los requerimientos principales considerados para el diseño del medidor fueron: Rango de medida suficiente para operación en baja tensión, a una corriente de máximo cien amperios; distintos canales de comunicación para interrogación de medidas en red local o fuera de ella; interfaz gráfica de usuario para manipulación directa local o remota; capacidad de integración a un software de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés), que en el caso presentado es Survalent®.

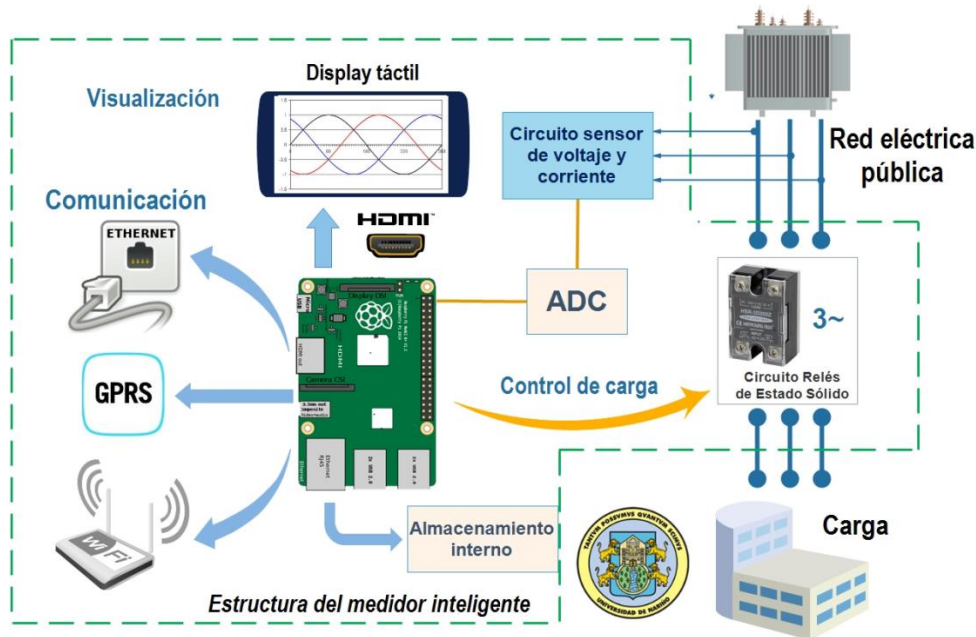


Figura 3. Estructura del Medidor. La línea verde punteada limita los módulos interiores del medidor. Se destaca la pantalla táctil de visualización, los tipos de comunicación, la lectura de medidas y el control de carga.

Considerando los requerimientos mencionados, que incluyen la capacidad de realizar diferentes procesos de forma simultánea, y la necesidad de diferentes interfaces de comunicación y visualización, la operación del equipo y sus características técnicas, se detallan a continuación:

a.1. Procesamiento de datos:

Se opta por elegir como unidad central de procesamiento (CPU) la plataforma de desarrollo Raspberry Pi 3 – Modelo B, que es un ordenador de placa reducida, que cuenta con módulos integrados de Wi-Fi y Bluetooth, con un puerto propio y uno HDMI para conexión de pantalla. Con un procesador ARMv8 de cuatro núcleos, de 1.2GHz a 64-bits, se considera adecuado para la ejecución del software del sistema. Se trabajó sobre la distribución de GNU/Linux Raspbian Jessie 4.4, y se le otorga la dirección IP al equipo, que tener la conexión al SCADA. Cabe mencionar que la extensa experiencia de la comunidad en esta tarjeta la hace un elemento confiable en el proyecto, pues se ha tenido diversas prácticas en proyectos de la llamada Internet de las Cosas con esta plataforma (Maksimovic, 2014) (Callagan, 2012).

a.2. Registro de medidas:

El equipo tiene capacidad de conexión de máximo 3 fases, de cada una se registra las medidas de tensión y corriente, es decir, 6 entradas. Al no contar con módulos convertidores de medidas analógicas a digitales (ADC) integrados en la CPU, se incluye la tarjeta de adquisición de datos (DAQ) y monitoreo energético auxiliar con referencia ADE7880, que cuenta amplio número de datos y variables para sistemas trifásicos, con una alta resolución de muestreo, de 24 bits. Transfiere los datos de medidas a la CPU por medio del estándar de comunicaciones SPI, a una

velocidad de 250.000 muestras por segundo. Se logra, un período de muestreo de 4 microsegundos, para reconstruir señales de tensión y de corriente de 60Hz. Se determina como voltaje máximo de entrada 480 VAC por fase, que mediante un circuito de acondicionamiento de señal, se ajusta al valor máximo de entrada de la tarjeta correspondiente a 500 mV. Se destaca el motor de cálculo armónico incluido en el integrado de adquisición, permitiendo realizar un análisis de armónicos de hasta aproximadamente 2.8 kHz, correspondiente al armónico No. 46, para una frecuencia de 60 Hz, estándar en gran parte de Latinoamérica.

Para la toma de medidas de corriente, se establece como límite máximo un valor de 100 A, que es un poco más del consumo promedio de un bloque de la universidad. Se determina el uso de un sensor de efecto hall, con referencia SCT-013-000, que detecta y mide el campo magnético del conductor, sin necesidad de abrir el circuito. De igual manera se adecúa la salida voltaje de este sensor a la entrada de la tarjeta.

El sistema operativo se carga en una tarjeta microSD de 16 Gigabytes de Clase 10, que hace las veces de disco duro de almacenamiento. Siendo un parámetro configurable, puede almacenar datos periódicamente a partir de un segundo constantemente. Se permite la activación de un modo de análisis de energía, que registra las medidas al máximo de velocidad de muestreo de la tarjeta de adquisición.

A un muestreo constante de un segundo, se tiene capacidad de almacenamiento suficiente para veinte años de operación. Estas medidas se registran en una base de datos configurada en el motor MySQL, para un rápido acceso.

a.3. Control de carga:

Para realizar la apertura y reconexión del circuito, se opta por utilizar un circuito a base de tres Relés de estado sólido. Uno para cada fase, de modo que el control sea independiente. Estos se accionan mediante estados de corriente continua, con 0 V para el cero lógico, y de 4 a 32 VDC para el uno lógico, a una baja corriente. Esto permite la conexión a los pines digitales de la CPU a través de un circuito de amplificación de corriente.

a.4. Comunicación:

El dispositivo cuenta con tres canales de comunicación por los que se puede acceder a sus registros: Un puerto Ethernet, para conexión cableada a una red de área local (LAN); un módulo Wi-Fi para conexión inalámbrica a una LAN; y un módulo GPRS para envío de datos a un servidor por medio de la red celular. En el envío de datos por medio de estos canales, se implementó un cifrado para seguridad informática, explicado más adelante.

La integración al software de SCADA se implementa mediante los protocolos DNP3 (IEEE 1815), MODBUS e IEC 61850, siendo estos los más trabajados en la industria de las redes inteligentes

(Clarke, 2004). Se desarrolló la codificación de los mismos a partir de los documentos del estándar otorgado por IEEE-Power and Energy Society (2012), logrando establecer la conexión con Maestro-Esclavo con el software Survalent, que cuenta con licencia privada, adquirido por la universidad para la instalación de la microrred.

a.5. Datos y visualización:

El dispositivo, aparte de obtener medidas de tensión y corriente de tres entradas, se programó para calcular la frecuencia de las señales, y medidas de calidad de la energía, como son el Factor de Potencia y la Distorsión armónica (W. Mack, 1993). A partir de estas mediciones es posible derivar otras de calidad de Potencia, tanto activa (P) como reactiva (Q) y aparente (S); y considerando el tiempo de operación, se calcula de la Energía consumida por las cargas.

Para visualización de los datos registrados, el medidor cuenta con tres diferentes desarrollos para interfaz gráfica de usuario:

El primero, es la pantalla del dispositivo, que es un accesorio adaptable por el puerto nativo de la CPU para este fin. Este es un monitor LCD táctil de 7 pulgadas, de tipo capacitivo, con resolución de 800 x 480 píxeles y color RGB de 24 bits. Se consideró su uso debido a la buena calidad de imagen ofrecida, permitiendo la visualización precisa de datos directamente en el equipo. La imagen frontal del dispositivo se muestra en la *Figura 4*.

El segundo es una interfaz web para ser ejecutada remotamente desde un ordenador perteneciente a la misma red local. Este es un acceso con permisos de administrador, con ingreso solamente con las respectivas credenciales. El medidor implementa un pequeño servidor web, donde el usuario hace las veces de cliente, solicitando la conexión por medio de la dirección IP. Esta herramienta permite el control de las salidas del medidor, como el caso de la conexión de las cargas, como también la lectura de registros de las diferentes variables. De igual manera, permite la configuración del medidor y la descarga de informes de eventos.

El tercero, es un desarrollo web con el servidor de la universidad como host. En este se alberga una base de datos donde, por medio de un servicio web ejecutado, puede recibir los envíos de registros de cualquier medidor haciendo uso del módulo GPRS, por protocolo TCP/IP. Esta interfaz se implementó tras la necesidad de la conexión de un medidor fuera del rango de la red Wi-Fi de la universidad. Su ventaja es la posibilidad de la visualización de datos de los medidores sin necesidad de estar conectado a la red local, en virtud de que se conecta a internet.

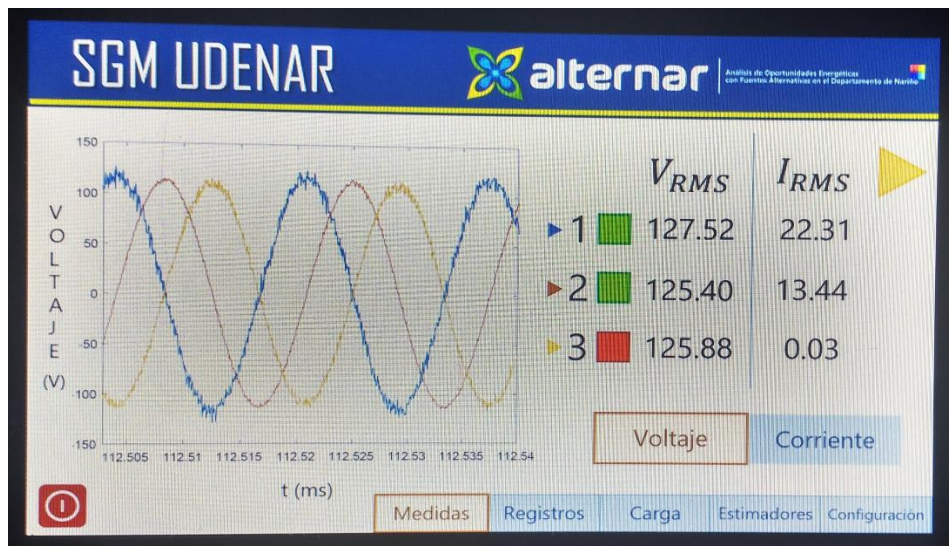


Figura 4. Imagen del dispositivo implementado. Se muestra la interfaz de usuario del equipo, evidenciando la conexión de tres cargas de baja tensión. Las dos primeras cuentan con flujo de corriente, y la tercera se ha suspendido.

La herramienta principal de recolección de información y de operación del sistema por parte del administrador es el software Survalent, que implementa eficientemente la interconexión de estaciones al sistema SCADA. Este sistema se define como un conjunto de elementos de hardware y software diseñados para la supervisión y control de proceso, que se apoyan en las facultades de comunicación de los dispositivos de campo, como son sensores y actuadores. Esta información está disponible para uno o múltiples administradores a través de una LAN, con el fin de que la información esté disponible en tiempo real para los actores involucrados en el sistema, desde los supervisores, pasando por los encargados de dirección de gestión, hasta los respectivos directores. (Boyer, 2009)

Este sistema es aplicable a diferentes modelos, y en este caso se aplica al eléctrico. Permite supervisar el proceso, obtener historiales de todas las variables involucradas, registros de alarmas, notificaciones por eventos y acceso a bases de datos. Desempeña funciones de supervisión y otras tareas adicionales referidas a calidad, mantenimiento y control de operación. Toda esta información es presentada en un solo ordenador, facilitando su visualización y gestión desde distintos niveles y se encuentra ubicado en los laboratorios de la Universidad de Nariño.

b. Ciberseguridad en la red

En un estudio detallado por Fovino (2011) realizado por el Instituto para la Protección y la Seguridad de los Ciudadanos (IPSC, por sus siglas en inglés) como resultado de un estudio experimental se han identificado varias vulnerabilidades de seguridad en los protocolos de comunicación SCADA. En muchos casos está dado por la obsolescencia de equipos antiguos,

sistemas operativos desactualizados (Windows NT 3.0/4.0, Windows 3.11, SCO-UNIX) y, además, sin parches de seguridad. Todo esto los convierte en objetivo fácil de vulnerar.

Los protocolos de comunicación en un SCADA, como Modbus, IEC 61850 y DNP3, son utilizados para controlar el flujo de energía entre nodos de conexión además de otras cosas, aunque no hacen ninguna comprobación de seguridad. Un mensaje típico de comunicación, utilizando Modbus, por ejemplo, contiene la dirección del receptor, la orden a ejecutar y la información necesaria para que se ejecute. El estudio ilustrado por Tonyali (2016), demostró la elevada cifra de 3 mil intentos de exploración y cerca de 2 mil ataques de denegación de servicio en varios protocolos de comunicación de sistemas Físicos - cibernéticos industriales (CPS). El bajo nivel de seguridad se debe a que, cuando estos protocolos fueron desarrollados no era necesario realizar ninguna comprobación de identidad de la conexión o de la integridad de la información intercambiada, y solucionar en este momento estas vulnerabilidades, en la mayoría de los casos representa la suspensión de los servicios o un gasto de dinero desmesurado.

La ciberseguridad en una Smart Grid requiere del uso de los mejores métodos de protección contra ataques cibernéticos o *hacking* (Jiao, 2016), donde el principal objetivo es garantizar una base sólida de defensa en entornos críticos. Estar al día de los riesgos en ataques informáticos permite conocer a la perfección las medidas adecuadas para mitigar estos factores y, sobretodo, tener habilidades de comunicación para la gestión de los equipos “medidores inteligentes”. Esto es imprescindible para el establecimiento de un sistema de gestión de incidencias de ciberseguridad continuo, que tiene como principal ventaja la posibilidad de recuperar el sistema de cualquier incidente de manera eficaz y eficiente (Yan, 2016).

El sistema desarrollado garantiza la identificación, autenticación, y autorización en el acceso al medidor inteligente, y la codificación de los paquetes de información enviados desde cada módulo de tele-medida hasta el operador maestro (operador de red) y viceversa.

Referente a la infraestructura eléctrica y demanda de energía eléctrica, existe una amplia gama de factores que conllevarían un ataque cibernético: empleados, consumidores o proveedores descontentos; agencias de inteligencia extranjeras; la competencia; organizaciones de crimen organizado; terroristas e incluso extorsionadores. Los objetivos del ataque también tienen múltiples facetas: provocar remotamente la interrupción del servicio de energía eléctrica de un usuario, de un grupo o de una industria; dejar fuera de servicio un medidor mediante un ataque DoS con el objetivo que el operador de red no pueda recoger los datos; capturar los datos de los medidores para vender o sacar beneficio económico de su uso.

En este aspecto, en la presente investigación se implementó un sistema de seguridad referente a la comunicación de información usando un cifrado simétrico AES 128 bits, teniendo como base una implementación e integración en la microrred.

c. Gestión de información

Aprovechando los grandes volúmenes de datos creados por la microrred, junto con la información disponible a través de los servicios de terceros, se permite una gestión moderna de información que incluye procesamiento y análisis de datos de forma inmediata y adaptable a los diferentes intervalos de tiempo procesados. En la *Figura 5* se detalla la amplitud del análisis y su alcance dependiendo del período de muestreo distinguido. El presente sistema posee capacidad de abordar todos los periodos de la imagen, pero en el caso de estudio se presenta una predicción asociada al análisis por días.

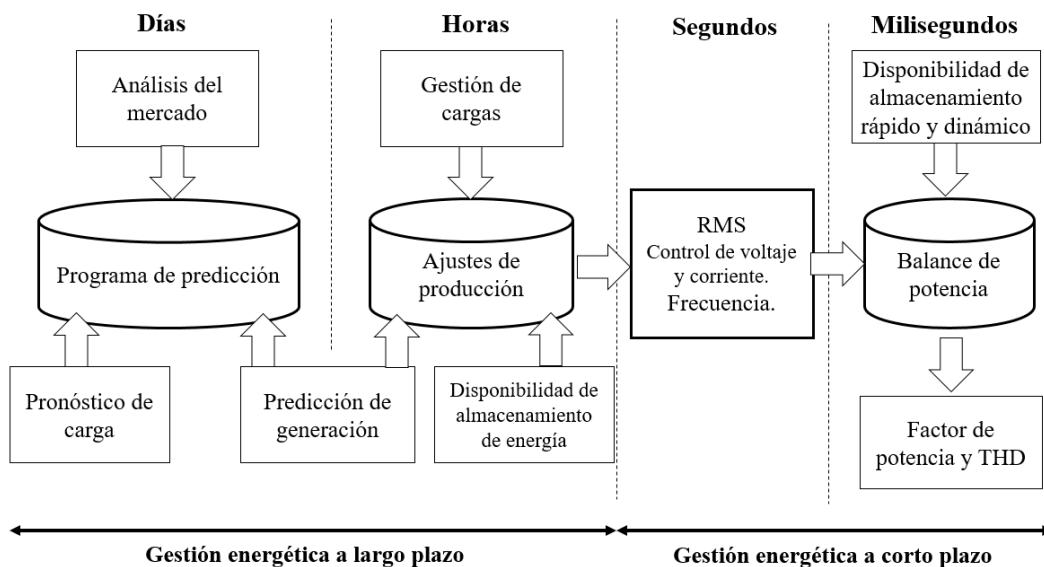


Figura 5. Clasificación por períodos de tiempo de funcionalidades de control para EMS.

3. Resultados y discusión

A. PRIMER CASO DE ESTUDIO: Estimación de la Demanda de Energía para ser aplicado en la Microrred.

Para el caso de estudio, se hizo uso de una extensa base de datos facilitada por el operador de red Centrales Eléctricas de Nariño-Colombia (CEDENAR), la cual contiene registros desde el año 2009 hasta la fecha actual, con un periodo de muestreo de 1 hora.

En el proceso de estimación de energía (KWh), se decidió, en primera instancia, formar subconjuntos de posibles patrones de comportamiento, que de ahora en adelante se llamarán *eventos*. Para ello se tuvo en cuenta la base de la energía eléctrica histórica, las demandas de producción, la situación del tiempo (temperatura, nubosidad, etc.), la actividad económica (grandes modificaciones de previsión de cargas son necesarios durante los períodos de vacaciones), de trabajo estándar, horas, entre otros.

Métodos "clásicos" de previsión de cargas se basan en información meteorológica y los datos históricos de consumo de energía, con esta base de datos se creó un perfil de predicción de Potencia ($\tilde{P}_{P_{24h}}$ KW), con una resolución de horas.

Para la estimación de la energía, se considera el punto de tiempo inicial como el inicio del día (t_0), y la duración del día se ha nombrado (Δt). Ambos parámetros dependen de la temporada y las condiciones del clima.

Con el fin de ilustrar los resultados teóricos, se escogieron dos días que cambian el comportamiento de demanda de energía eléctrica, debido a que uno es laboral y el otro festivo. Haciendo uso de la expresión matemática (1), se estimó el consumo para los dos días registrados; los resultados obtenidos se pueden ver en la Figura 6, con un error de estimación menor al 2%.

$$\begin{aligned} \tilde{E}PE_h &= \int_{t_0+nT_e}^{t_0+(n+1)T_e} \tilde{P}_{P_{24h}}(t)dt \\ &= (T_e)\tilde{P}_{P_{24h}}(t_0 + nT_e) \end{aligned} \quad (1)$$

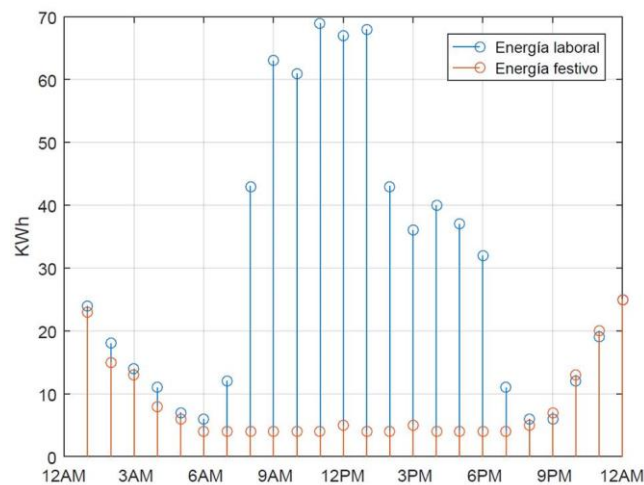


Figura 6. Perfil de consumo horario de energía eléctrica para dos días en la frontera de la subestación de Rio Mayo. Centrales Eléctricas de Nariño.

A partir de este estudio, para el diseño de la microrred en la Universidad de Nariño, inicialmente se realizó un diagnóstico de la red actual y de los cambios que deberían hacerse para su evolución a una red inteligente. Por esto, se tomó datos de consumo y estimaciones de cargas en la red de media y baja tensión, a fin de proponer un modelo de red para realizar el análisis de los flujos de potencia, pérdidas y posibles medidas de eficiencia energética. Las estimaciones y modelos han sido validados a partir de mediciones realizadas con analizadores de red en cada transformador por un periodo de tiempo superior a ocho días, caracterizando la demanda en diferentes días.

B. SEGUNDO CASO DE ESTUDIO: Sistema de Gestión de Medida UDENAR:

El sistema de Gestión de Medida implementado en la Microrred de la Udenar (Universidad de Nariño), incluyó la construcción e instalación de medidores inteligentes en distintos puntos de flujo energético en la Universidad de Nariño, junto a otros medidores comerciales de distintas marcas adquiridos previamente para el proyecto.

Estos puntos de medida se conectan a través una red de área local dispuesta especialmente para este fin, permitiendo la comunicación directa con el software de SCADA. Esto hace posible la interrogación directa e instantánea de medidas tomadas por los dispositivos y el control de sus cargas. Debido a una mayor estabilidad en su funcionamiento durante las pruebas, mayor seguridad, y su estandarización en el medio de red inteligente, se determinó utilizar solamente el protocolo DNP3, tanto en el medidor diseñado como en los medidores adquiridos comercialmente. En la *Figura 7* se observa una captura de pantalla del software SCADA, con conexión a dos medidores, registrando valores de tensión y potencia, enlazados con el protocolo DNP3. Si bien desde este espacio no se puede realizar el análisis de calidad de energía “en línea”, por el contrario, con la plataforma desarrollada del Sistema de Gestión de Medida, o en la pantalla directa del medidor, sí se puede analizar las señales para realizar estudios de calidad de la potencia en la microrred, además, permite la descarga de los históricos de medidas que se encuentran registrados en la base de datos.

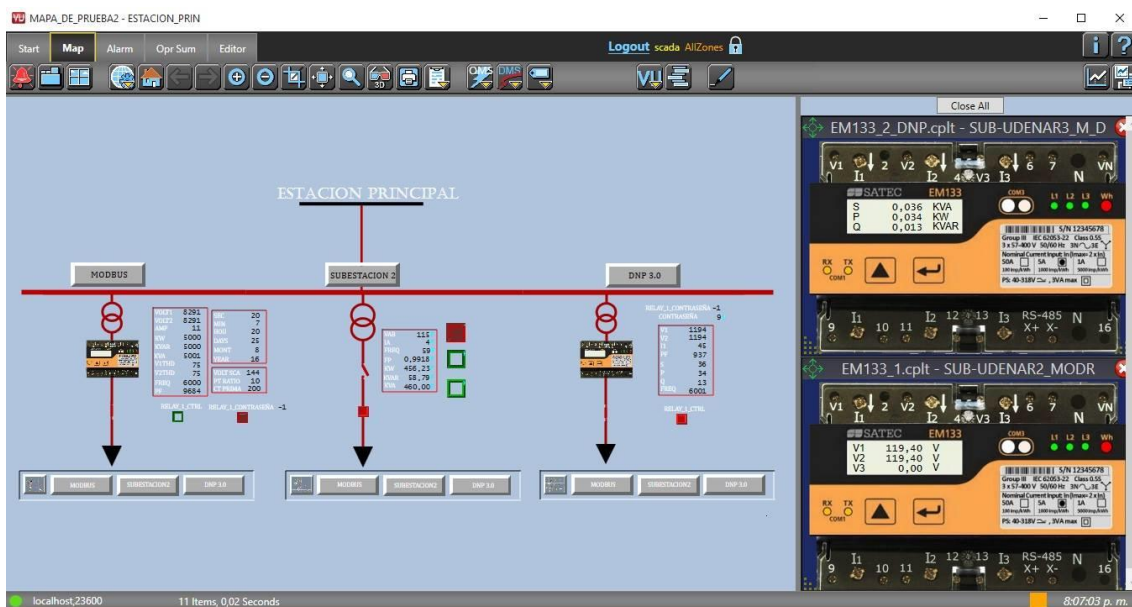


Figura 7. Captura de pantalla de software para gestión de microrred y SCADA Survalent.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Los resultados del proyecto muestran la contribución efectiva de los recursos financiados por el proyecto ALTERNAR para la investigación aplicada a las microrredes inteligentes, en especial en la infraestructura de medida avanzada y en el tratamiento de la información. Para esto, se desarrolló un sistema funcional de tele-medida con tecnología moderna en redes inteligentes, acorde a los sistemas utilizados actualmente en la industria energética. Además, tiene la ventaja de que es un dispositivo versátil en su operación porque se integra a los sistemas SCADA comerciales, y que puede ser monitoreado desde diversas plataformas.

En el Sistema de Gestión de Medida propuesto, se incorpora el uso de un método de encriptación de seguridad avanzando que está relacionado directamente con el hardware que se disponga, para asegurar la información en la Microrred de la Universidad de Nariño. Por lo general, un ataque cibernético es del tipo DoS, que busca como punto débil la sobrecarga del hardware, dejando vulnerable el sistema por cortos periodos de tiempo, pero suficiente para causar daños en toda la arquitectura informática de la red inteligente. Además, se propone la estimación de demanda de energía como herramienta base de gestión de la microrred inteligente.

Como trabajo futuro se busca implementar una defensa efectiva contra estos ataques, mediante técnicas de encriptación de datos. También se considera la programación de otros protocolos existentes para la administración de este tipo de redes, de modo que el sistema sea compatible con diferentes softwares. Otro trabajo interesante por abordar, es el diseño de diferentes versiones del medidor, más económico con la producción de hardware propio, especialmente en elementos costosos, como la pantalla táctil o la tarjeta de adquisición.

Bibliografía

- Farhangi, H. (2010). *The path of the smart grid*. IEEE power and energy magazine 8.1 p.18-28.
- Ipakchi, A. and Farrokh A. (2009). Grid of the future. IEEE Power and Energy Magazine 7.2: p. 52-62.
- Chen, Changsong, et al. (2011). *Smart energy management system for optimal microgrid economic operation*. IET renewable power generation 5.3 p. 258-267.
- Hart, David G. (2008) *Using AMI to realize the Smart Grid*. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century.
- Maksimović, Mirjana, et al. (2014). Raspberry Pi as Internet of things hardware: performances and constraints. IcETRAN 2014.

- Callaghan, V. (2012). *Buzz-boarding; practical support for teaching computing, based on the internet-of-things*. 1st Annual Conference on the Aiming for Excellence in STEM Learning and Teaching, Imperial College, London & The Royal Geographical Society.
- Clarke, G. R., Reynders, D., & Wright, E. (2004). *Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems*. Newnes.
- IEEE Power and Energy Society. (2012). *IEEE Standard for Electric Power Systems Communication – Distributed Network Protocol (DNP3)*. New York, USA.
- Grady W. M., Gilleskie R. J. (1993) *Harmonics and how they relate to power factor*. Proceedings of the EPIR Power Quality Issues & Opportunities Conference. November.
- Boyer, Stuart A. (2009) *SCADA: supervisory control and data acquisition*. International Society of Automation.
- Fovino, I. N., Coletta, A., Carcano, A., & Masera, M. (2012). *Critical state-based filtering system for securing SCADA network protocols*. IEEE Transactions on industrial electronics, 59(10), 3943-3950.
- Tonyali, S., Cakmak, O., Mahmoud, M., & Guvenc, I. (2016) *Secure Data Obfuscation Scheme to Enable Privacy-Preserving State Estimation in Smart Grid AMI Networks*. IEEE Internet of Things Journal.
- Jiao, Z., Gong, H., & Wang, Y. (2016) *A DS Evidence Theory-based Relay Protection System Hidden Failures Detection Method in Smart Grid*. IEEE Transactions on Smart Grid.
- Yan, J., He, H., Zhong, X., & Tang, Y. (2016) *Q-learning Based Vulnerability Analysis of Smart Grid against Sequential Topology Attacks*. IEEE Transactions on Information Forensics and Security.