



<http://revistas.uned.ac.cr./index.php/revistacalidad>

Correo electrónico: revistacalidad@uned.ac.cr

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

The contribution of fault indicators to smart grids

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas¹

gabvargas@cnfl.go.cr

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Costa Rica

Daniel-Enrique Flores-Cordero²

danielflorescr@gmail.com

ROKBIT Agencia Consultora, Costa Rica

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>


Volumen 13, Número Especial


30 de noviembre de 2022

pp. 149 – 167

Recibido: 26 de febrero de 2022

Aprobado: 18 de marzo de 2022

¹ Gabriel Vargas Arguedas. Máster en Ingeniería Electromecánica con énfasis en Administración de la Energía, Licenciado en Telecomunicaciones, Bachiller en Filosofía y Humanidades. Proyecto desarrollado con el apoyo del programa de Becas del Centro Nacional de Alta Tecnología (CeNAT Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Correo electrónico: gabvargas@cnfl.go.cr  <https://orcid.org/0000-0001-7116-9282>.

² Daniel Enrique Flores Cordero. Máster en Administración de Negocios, UNED, con énfasis en Gerencia Estratégica. Bachiller en Ciencias de la Computación e Informática, UCR. Experiencia en: Consultoría en tecnología, estrategia y neuro innovación para distintas organizaciones. ROKBIT Agencia Consultora. Correo electrónico: danielflorescr@gmail.com  <https://orcid.org/0000-0002-0037-5190>.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



Resumen

Los retos del sector eléctrico con la incorporación de nuevas tecnologías en la industria y en la red de distribución, están orientados a sistemas con mayor nivel de confiabilidad y disponibilidad, debido a que los clientes se han vuelto más dependientes de la energía eléctrica y de calidad, por ejemplo: para la atracción de empresas transnacionales que buscan instalarse en el país, generación de estadísticas para una mejor gestión, mayor satisfacción de clientes, entre otros. Esta investigación incorpora el uso de sensores, en una red eléctrica, para ubicar las fallas en un menor tiempo (dependiendo la ubicación de sensores y cantidad de estos). Los resultados obtenidos de la investigación son un mayor monitoreo de las variables eléctricas de la red de media tensión, la segmentación del recorrido de la red alcanzando un menor tiempo de reacción, un ahorro en energía no vendida, entre otros. Se ha encontrado que el periodo de recuperación de la inversión inicial es menor a los 10 años evaluados y se ha realizado un análisis de sensibilidad, con lo que se presenta la viabilidad económica preliminar del proyecto.

Palabras clave

Red eléctrica inteligente (Smart Grid), sensores de falla, unidad concentradora de datos, internet de las cosas, algoritmo, Python, código abierto, comunicación remota, red eléctrica de media tensión trifásica, Trabajo Final de Graduación (TFG), Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), Advanced Distribution Management System (ADMS).

Abstract

The electricity sector has many challenges, one of them is related to the use of systems with a high level of reliability and availability, because customers have become more dependent on electricity, for instance: engage new transnational companies that seek to establish operations in the country, provide statistical data to improve business administration, improve customer satisfaction, among others.

This research included the use of sensors in a smart grid to detect faults in less time (depending on its location and amount). The results obtained from the investigation were a better monitoring of the medium voltage grid electrical variables, an efficient reaction time due to the segmentation of the route's grid, savings in unsold energy, and others.

It was found that the recovery period of the initial investment is less than a 10 years period, and a sensitivity analysis was executed in which the preliminary economic viability of the project was presented.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



Keywords

Smart Grid, fault indicator, data concentrator unit, internet of things, algorithm, Python, open source, remote communication, three-phase medium voltage power grid, Final Graduation Project (TFG), Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), Advanced Distribution Management System (ADMS).

Área temática	Según las expuestas en la página del congreso
Calidad educativa en el uso de las tecnologías en las instituciones de educación superior	Tecnología y su relación con la democratización del conocimiento

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



I. Introducción

Los grandes desarrollos internacionales en el nivel de redes eléctricas están tendiendo a un sistema de red inteligente conocido como: “Smart Grid”. Este tipo de sistemas incorpora elementos computacionales a la red eléctrica, con lo cual la dota de inteligencia, alcanzando beneficios en confiabilidad, reducción de tiempos de reconexión y mejora la percepción por parte de los abonados. Según la Estrategia nacional de redes eléctricas inteligentes, una red eléctrica inteligente “es aquella que utiliza tecnologías digitales de información y comunicación para monitorear y gestionar el sistema de potencia, incluyendo la gestión y comunicación entre las fuentes de energía eléctrica, los elementos de transporte y distribución de la electricidad y los usuarios finales” (MINAE, 2021).

Debido a ello, se propone una prueba de concepto, para evaluar el funcionamiento de los sensores de falla, la comunicación remota y adquisición de datos de forma efectiva entre los sensores de falla y el centro de control de CNFL. Cabe señalar que, a nivel nacional, en el año 2020, “el tiempo promedio de interrupción percibido (DPIR), en promedio por cada abonado, es de 10,8 horas (10 horas y 48 minutos)” (ARESEP, 2020), lo cual motiva a las distribuidoras a buscar medidas de reducción de estos tiempos de afectación.

De acuerdo con Roberto Sánchez Vargas, dentro de los elementos que ha sido posible integrar a esta red inteligente están: “sensores, medidores, infraestructura de comunicación, gestor de la operación, gestor de emergencias, gestor de oportunidades, actuadores, interfaces, recursos de regulación” (Sánchez Vargas, 2017). Ahora bien, la prueba de concepto busca probar el uso de sensores de falla en la red aérea de media

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



tensión, a través del desarrollo de una herramienta aplicando lenguajes de programación de código abierto, lo que permite habilitar otros desarrollos en función de este, siendo un insumo en la democratización del conocimiento. La herramienta se basa en el lenguaje de programación conocido como Python, la cual incluye el desarrollo de un sistema de monitoreo llamado SGIoT. Con él es posible observar el flujo nominal de corriente en el punto donde se instala el sensor, la corriente de falla (cuando se presenta), la identificación visual de las fases, ubicación geográfica del sector evaluado, u otros elementos para el análisis del modelo propuesto.

Importante indicar que la red aérea de media tensión de CNFL se divide en tres tipos: monofásica, bifásica y trifásica. Como resultado de este estudio se ha determinado utilizar únicamente el sistema trifásico, dadas las condiciones de desarrollo que presenta la empresa. Ahora bien, para ello se propone la incorporación de los sistemas existentes a una red IoT y la incorporación de sensores de falla, quienes permiten generar registros de intensidad de corriente por fase (A, B y C), registros de campo eléctrico, entre otros, por tanto, es posible obtener una alarma de falla de energía. La mayoría de los proveedores ofrecen un kit de tres sensores con una unidad concentradora de datos, que puede comunicar los registros vía 3G/4G y ethernet, hasta un sistema de adquisición, supervisión y control de datos en el CNFL, conocido como SCADA.

Entonces, el estudio inicia con la identificación de elementos susceptibles a la automatización, con el fin de tomar acciones de forma ágil y oportuna. Así mismo, se definen algunos sensores que puedan ser incorporados a la red y que permitan obtener señales de corriente y potencia para el monitoreo y control. Luego del análisis detallado de la red aérea de media tensión de CNFL y la red existente de comunicación, se plantea

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



un modelo de Smart Grid, aplicando IoT, el cual es demostrado a través de una prueba de concepto (en adelante POC).

Una vez obtenidos los resultados de la POC se plantea un análisis costo – beneficio, con el cual se presenta la viabilidad financiera del proyecto y la forma más adecuada de implementarlo, para lo cual se desarrolla un plan de implantación, el cual servirá de base para una futura ejecución de este. Con ello se cubrirían los objetivos de este proyecto y se obtendría como entregable el diseño de una red inteligente que mejore la confiabilidad de la red de media tensión de CNFL, aplicando IoT.

La metodología utilizada a lo largo del estudio corresponde a una investigación mixta, donde se desarrollan temas cuantitativos como lo son las mediciones de corriente, potencia, registros de eventos, entre otros; así como temas cualitativos, como lo son la percepción de expertos en la administración y control de la red actual y los beneficios de la implementación de sensores de falla en una red inteligente futura. Esto ha sido posible a través de dos encuestas virtuales, las cuales se detallan en el documento.

II. Método o desarrollo

Este proyecto se enmarca en una metodología mixta aplicada, en la cual se busca responder al problema planteado sobre ¿cómo desarrollar una red inteligente (Smart Grid) para la CNFL aplicando IoT, para lo cual se ha definido un esquema de trabajo el cual se presenta en la figura siguiente.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons

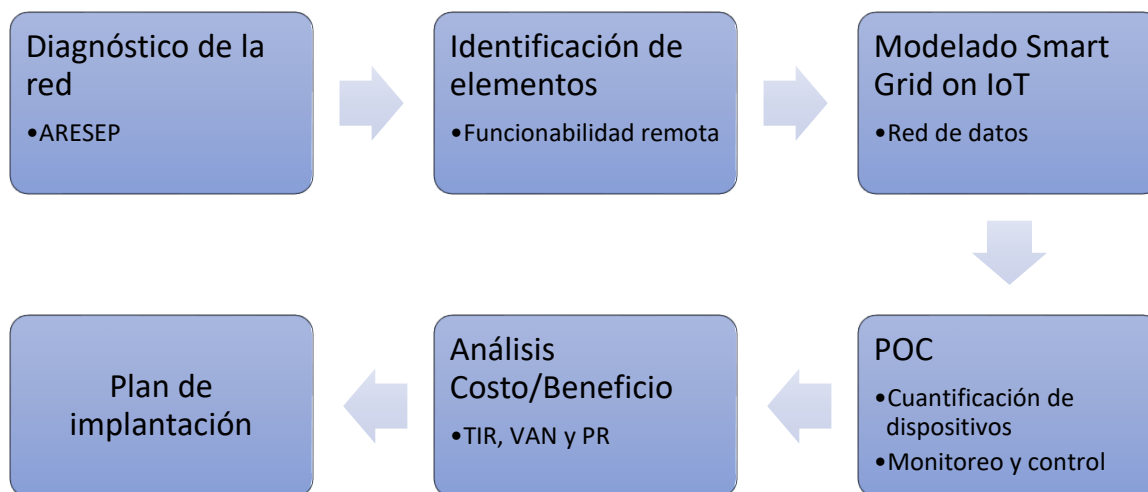


Figura 1. Diagrama del proceso metodológico.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

A lo largo de la investigación se ha analizado una serie de datos, los cuales son información pública, por lo que el manejo ético de estos ha sido basado en la transparencia y bajo fuentes oficiales de consulta, dentro de las cuales se destaca: CNFL, ARESEP, normas técnicas y otras fuentes primarias. Con esta información ha sido posible tomar decisiones sobre la forma más adecuada de estructurar el diseño, la prueba de concepto y el plan de implantación. Así mismo, se ha requerido una investigación cualitativa donde el análisis tendrá un enfoque de costo – beneficio, valorando características de beneficio sociales no cuantificable.

El tipo de investigación aplicada se expresa en mayor medida en la ejecución de la prueba de concepto (POC), la cual se ha desarrollado en tres partes: la primera para validar el funcionamiento de los sensores de falla, los cuales han sido probados en el

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons

laboratorio de CNFL. En la Figura 2 se muestra el detalle del modelo utilizado para realizar las pruebas de laboratorio, previo a la instalación del sensor de falla.

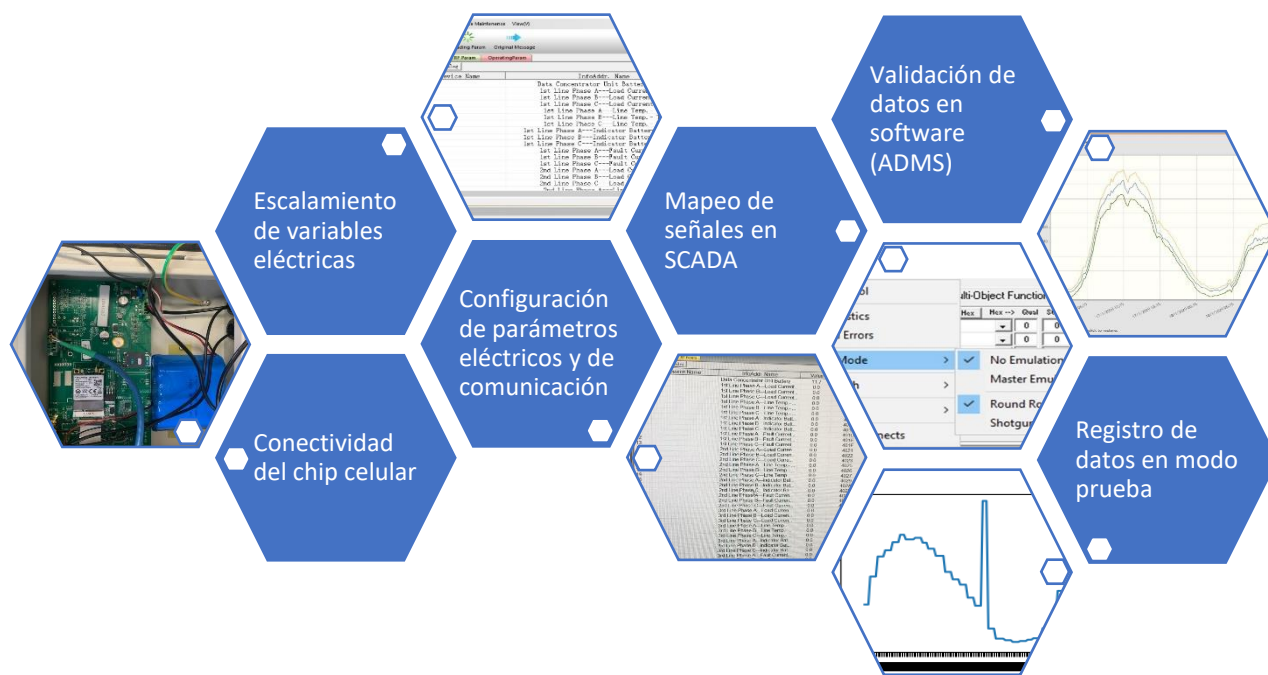


Figura 2. Detalle de pruebas de laboratorio con sensores IoT.

Fuente: Elaboración propia.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



Ahora bien, como segunda fase de la prueba de concepto, se han instalado tres sensores de falla y una unidad concentradora de datos en la red de media tensión trifásica de CNFL, con lo cual ha sido posible demostrar la comunicación efectiva entre todos los dispositivos, tanto en el nivel de radiofrecuencia, como a través de la red de transporte 3G, la cual lleva la información hasta un sistema de adquisición, supervisión y control de datos (SCADA) en el CNFL, para luego procesarla. La gestión de esta información ha permitido un tratamiento ético y responsable, ya que en los mismos sistemas de CNFL se registran las variables, su estado y condición de prueba, con lo cual se facilita la trazabilidad de esta.

Como tercera parte de la prueba de concepto se ha generado una herramienta que permite el monitoreo de las variables eléctricas de los dispositivos sensores instalados en la red de media tensión. Esta herramienta ha sido desarrollada mediante el lenguaje de programación conocido como *Python*, que se encuentra especializado en la ciencia de los datos (por ejemplo, en análisis geoespacial y en *machine learning*), facilitando tanto el escalamiento futuro de funcionalidades como la democratización del conocimiento al ser una tecnología *open source*. Con esta herramienta, ha sido posible determinar qué sistemas son trifásicos, bifásicos y monofásicos, facilitando la ubicación de los sensores de falla a través de un algoritmo desarrollado para este proyecto. El algoritmo permite consumir un archivo en formato JSON de un “WEB Service”, para contar con las variables eléctricas de los sensores y realizar análisis en el tiempo, valorando interrupciones del circuito, desbalance del sistema, entre otros.

Finalmente, para la definición de los protocolos de comunicación más adecuados en este tipo de proyectos, se ha generado un cuestionario a un conjunto de expertos con lo cual

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



se ha facilitado la definición de este. Dentro del cuestionario no se solicita información sensible, lo cual se ha indicado a la hora de realizar la medición, para resguardar el carácter ético de la información y poder hacer uso de esta de forma objetiva.

III. Resultados

De acuerdo con la investigación documental realizada, la red de distribución existente de CNFL cuenta con diversos elementos teledirigidos y telegestionados, entre ellos: reconectores trifásicos, reconectores monofásicos y seccionadores. Así mismo, cuenta con un sistema de monitoreo y control de las señales a través de un DMS (del inglés Distribution Management System, traducción: Sistema de Gestión de Distribución), con el cual se monitorea, controla y opera la red de media tensión de forma remota. Este sistema se alimenta del Sistema de Información Geográfica Eléctrica (en adelante SIGEL), el cual es un repositorio de información geográfica a base de ArcGIS utilizado como insumo para este proyecto.

Disponibilidad de sensores o indicadores de falla en el mercado local

Como parte de los hallazgos de la investigación, se ha comprobado que existen distintos proveedores locales de indicadores de falla, lo cual representa una ventaja a la hora de realizar una licitación. Como parte de la investigación se han identificado cuatro proveedores de este tipo de productos, lo cual ha permitido generar una especificación técnica optimizada, aprovechando los insumos brindados por los fabricantes. Cabe señalar que la mayoría de los proveedores utilizan como medio de transporte de datos la tecnología celular 3G/4G, lo cual ha sido probada dentro de los objetivos del proyecto de manera exitosa.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



Modelado de cuantificación de sensores para un circuito eléctrico de media tensión

Con ayuda de las herramientas QGIS y Python, se ha desarrollado una herramienta que permita determinar de forma automática la cantidad de dispositivos sensores por utilizar por circuito, de acuerdo con un algoritmo de predicción basado en un modelo de reiteración lógica. Este modelo se ha nombrado Modelo de cuantificación de sensores IoT y se basa en un archivo formato "Shape", el cual corresponde al circuito de Jaboncillos, tomado de la base de datos de CNFL (ArcGIS) y depurado en QGIS. Con este archivo se desarrolla el modelo de cuantificación a base de un "data frame", el cual contiene coordenadas, dimensiones y otros atributos relevantes para el proyecto.

Adquisición de datos

En el proceso de adquisición de datos, se ha generado una consulta a través de un servicio web, en formato JSON, el cual es consumido por el algoritmo en *Python* y con ello permite graficar las señales de corriente cada 15 minutos, con estas señales, se calcula la potencia que se está trasegando en el punto de instalación en el nivel trifásico. Dicho proceso, ya ha sido probado con éxito, con lo cual se demuestra la viabilidad técnica en el nivel de comunicaciones y tráfico de información desde el elemento hasta el centro de monitoreo. Cabe señalar que este dispositivo se encuentra en una red segura, por lo que es posible visualizarlo en cualquier sitio, siempre y cuando sea a través de un acceso virtual a la red (VPN, del inglés *Virtual Private Network*). En la Figura 3 se muestran las variables eléctricas importadas de un dispositivo instalado en la red de distribución.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons

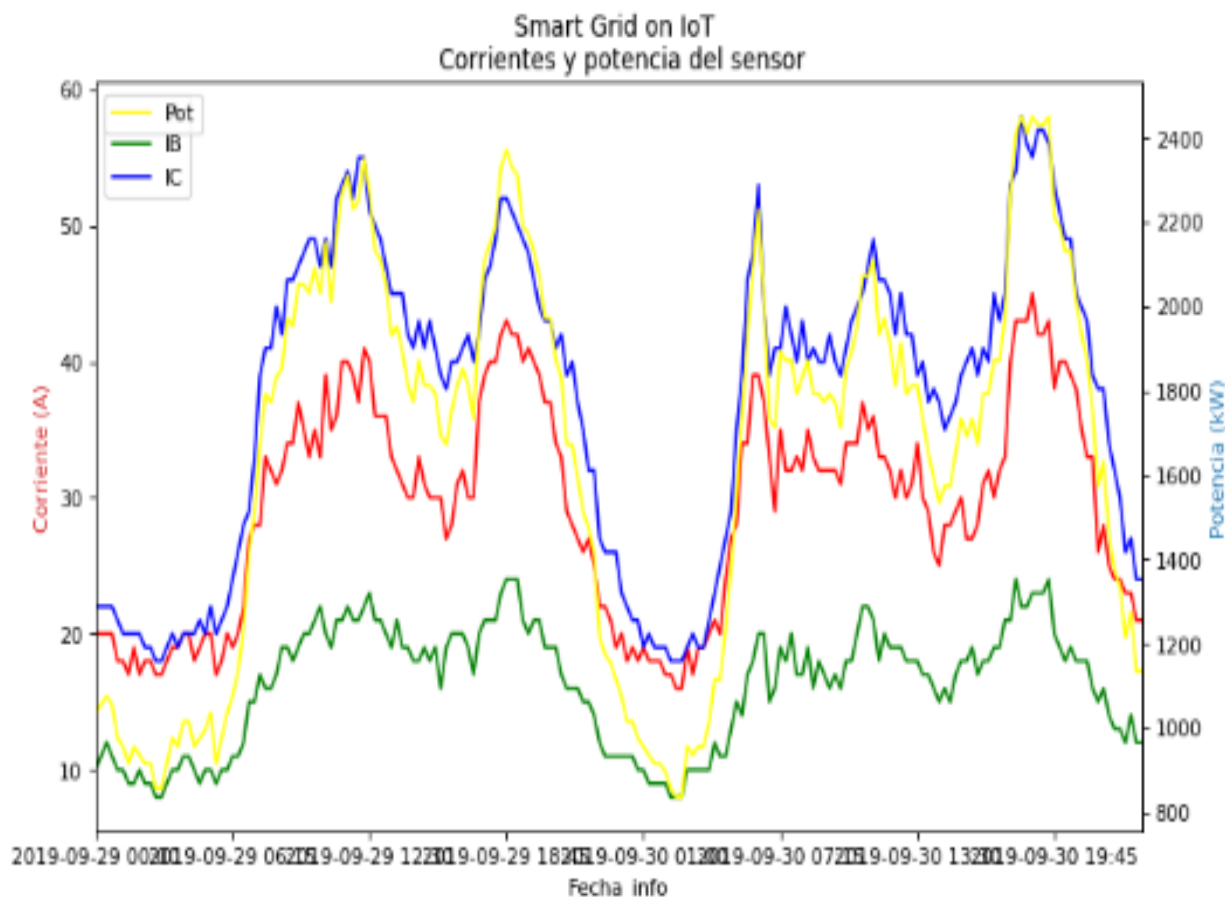


Figura 3. Señales de corriente y potencia del reconector República de Venezuela de CNFL.

Fuente: Elaboración propia, 2019. Software: propio en Python.

Análisis costo beneficio

A partir del estudio de mercado, donde se busca no solo determinar cuántos sensores se requieren y cuánto costo representa, sino estimar cuánto invierte la distribuidora en traslados de cuadrillas, por no ubicar una falla de forma ágil y oportuna, y cuánto es el costo por energía no vendida por el periodo de tiempo que se tarda la ubicación de una

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



falla. Así mismo, se están incluyendo elementos cualitativos, como la satisfacción del cliente, por reducir los tiempos sin fluido eléctrico.

Para la demostración del beneficio de forma cuantitativa se ha utilizado como referencia el estudio titulado “Smart grid solutions in distribution networks Cost/Benefit analysis”. Este documento ha sido elaborado por investigadores de la facultad de ciencias técnicas de la Universidad Novi Sad de Serbia. Este se enfoca en los beneficios de implementación de un sistema DMS y la automatización de la red eléctrica. “La solución Smart Grid y la automatización de la red de distribución mejorarán significativamente la situación, incluyendo: sistema SCADA / DMS con control remoto de la subestación HV, interruptores de carga MV (Media tensión) y detectores de fallas en ubicaciones críticas de la red de distribución.” (Katic et al., 2010, p. 3)

Ahora bien, de acuerdo con la investigación de (Katic et al., 2010), el porcentaje de recuperación en pérdidas técnicas y no técnicas en la implementación de este tipo de sistemas ronda el 10 % y 15 %, dentro de los cuales, se considera un porcentaje entre 1 % y 3 % como recuperación de pérdidas gracias al desarrollo de la red y reconstrucción, lo cual se realiza, en primera instancia, a través de la instalación de dispositivos inteligentes a lo largo del recorrido.

En resumen, se cuenta con un periodo de recuperación cercano a los 9.36 años en un escenario conservador, con una tasa interna de retorno de 11.62 % y un valor actual neto anual de \$141 808 541. Aunque los indicadores bajan considerablemente respecto al escenario optimista, aun así, siguen siendo convenientes para el proyecto y demuestran su rentabilidad.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



IV. Discusión

Al desarrollar la prueba de concepto se ha podido demostrar una serie de teorías que han sido estudiadas a nivel teórico, a través de simulaciones en laboratorio o a través de sistemas informáticos de la universidad, sin embargo, al enfrentar la realidad se evidencia que existen otras variables a considerar, como la variedad de productos existentes en el mercado local y las rutas de desarrollo de la industria eléctrica del país, las cuales pueden afectar el desarrollo de un plan de implementación futuro.

Según la estrategia de redes eléctricas inteligentes planteada por la Unión Europea, “la creciente penetración de recursos distribuidos y la participación activa de la demanda requieren una relación totalmente diferente entre el operador del sistema y el operador de distribución, este último está llamado a operar de manera eficiente y segura su red” (MINAE, 2021). Ahora bien, la localización de la falla es mucho más compleja en una red de media tensión, donde participa la distribuidora que, en una red de alta tensión, donde participa el operador del sistema.

De acuerdo con el marco teórico, el motivo principal es que una red de media tensión cuenta con muchos ramales, por lo que se vuelve poco predecible a través de algoritmos matemáticos, si no se conoce el dato real de cada segmento de línea. Sin embargo, con el uso de dispositivos electrónicos inteligentes, del inglés Intelligent Electronic Device (en adelante: IED) es posible localizar la falla de forma más efectiva, reduciendo tiempos de interrupción y mejorando la percepción del cliente respecto a la distribuidora. En la Figura 4 se muestra el seccionamiento de uno de los circuitos de media tensión de CNFL, el cual, gracias a la instalación de sensores de falla, es posible segmentar en cuatro sectores más pequeños.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons

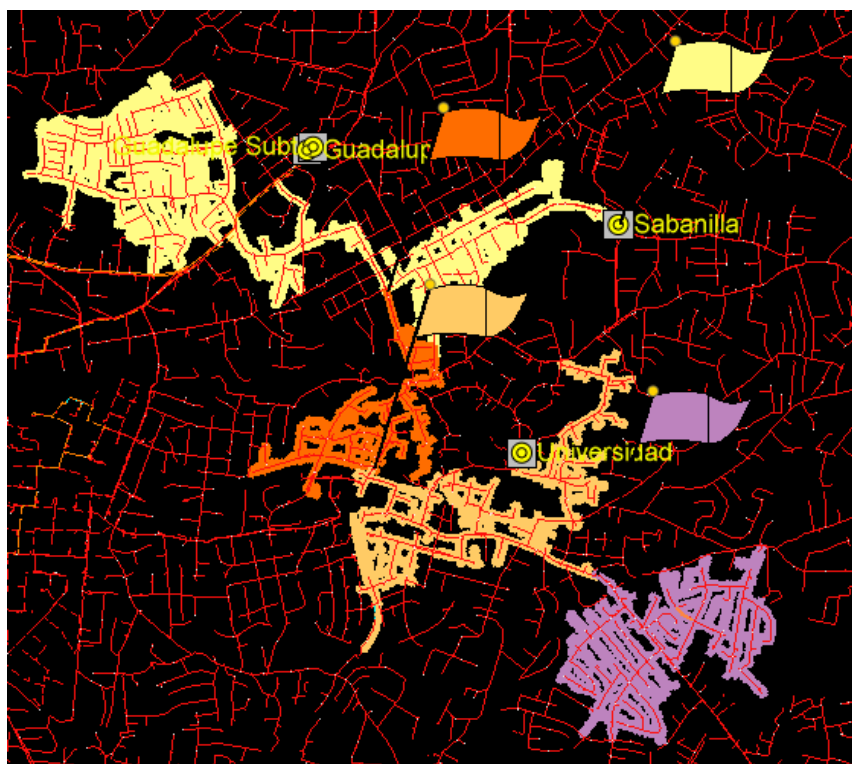


Figura 4. Seccionamiento del circuito Sabanilla – San Pedro a través de sensores de falla.

Fuente: ADMS de CNFL.

Dentro de los hallazgos más importantes, se ha identificado la sección de uso de sensores de falla en una red inteligente (Smart Grid). En la Figura 5, la zona sombreada en tono verde corresponde a la sección de uso, la cual se delimita a la red trifásica. Ahora bien, ¿por qué no utilizar sensores de falla en secciones monofásicas o bifásicas? Las redes eléctricas inteligentes presentan una ruta de desarrollo, dentro del cual se tiene prioridad el uso de equipos de medición eléctrica instalado en los clientes (red AMI), los cuales brindan los insumos necesarios para la localización de una falla en este tipo de redes.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons

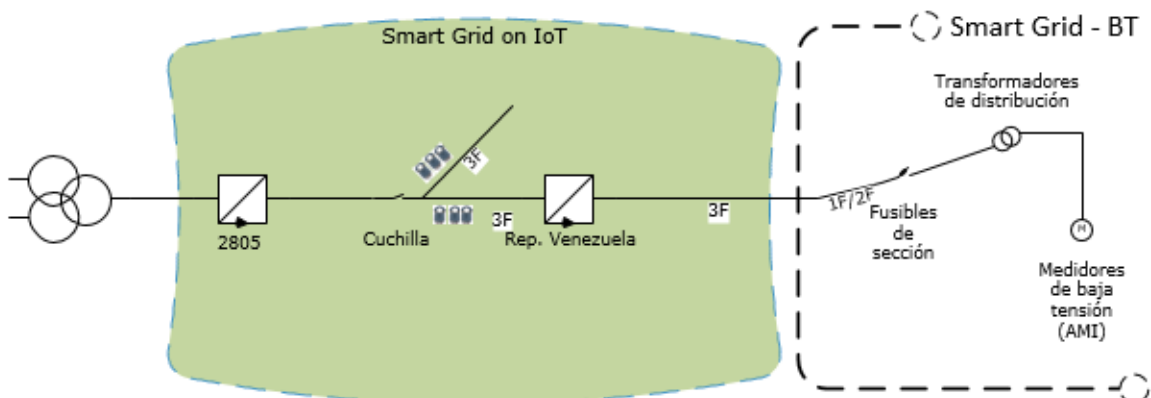


Figura 5. Zonas de uso de sensores IoT.

Fuente: Creación propia. Software: Visio 2013.

Dentro de los beneficios identificados con el uso de sensores de falla se presentan los siguientes:

- Al instalar un kit de sensores, se cuenta con un punto de monitoreo del estado de la red de distribución, el cual favorece la toma de decisión operativa.
- Alimenta módulos del sistema de gestión de avanzada, conocido como ADMS - FLISR, los cuales cuentan con algoritmos de localización de fallas.
- Se genera estadística de incidentes los cuales son insumo para la programación de mantenimientos preventivos.
- Es posible generar seguimientos gráficos de los datos, lo cual favorece el análisis de resultados y la elaboración de informes.
- Se ha generado experiencia en la configuración de los sensores, tanto a nivel de configuración de estos como a nivel de incorporación al SCADA.
- Se ha generado un listado de lecciones aprendidas lo cual son un insumo importante para el seguimiento y trabajo futuro de este proyecto.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



V. Conclusiones y recomendaciones

Dentro de las principales conclusiones se detallan las siguientes:

- Los sensores o indicadores de falla son dispositivos que permiten seccionar el circuito de acuerdo con la cantidad de elementos que se instalen, con lo cual el tiempo invertido por la cuadrilla en cada incidente es menor.
- Se ha demostrado de forma satisfactoria la comunicación entre los sensores (RF), la Unidad Concentradora de datos y el SCADA de CNFL, a través de tecnología celular 3G/4G. Las latencias rondan entre 100 ms y 300 ms, lo cual es aceptable para aplicativos de monitoreo.
- El periodo de recuperación es menor a los 10 años evaluados, la TIR y la VAN continúan siendo positivos, por lo que se demuestra la viabilidad económica preliminar del proyecto.
- El cliente requiere el servicio de energía con la mayor disponibilidad posible, por lo que, al reducirse el tiempo de atención de daños se mejora el nivel de satisfacción del cliente.
- Al favorecer la disponibilidad de la energía, la distribuidora reduce el margen de energía no vendida, permitiendo contar con mejores indicadores financieros y potencia el ingreso de empresas trasnacionales que buscan altos niveles de confiabilidad para instalarse en el país, generando nuevos empleos.
- Con el uso de indicadores de falla, se genera estadística de incidentes los cuales son insumo para la programación de mantenimientos preventivos y predictivos.
- En una visión macro, el uso de sensores de falla potencia el ingreso de empresas trasnacionales que buscan altos niveles de confiabilidad para instalarse en el país, generando nuevos empleos.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



Dentro de las recomendaciones, se destacan las siguientes:

- La medición remota presenta ventajas operativas y económicas, por lo que se recomienda iniciar con la instalación de sensores de falla en sectores donde, por distancia, genera mayor costo el envío de personal a realizar mediciones o ejecutar maniobras, con ello, la empresa distribuidora podrá reducir costos de monitoreo, control y operación de la red.
- En relación con la herramienta de monitoreo desarrollada en “Python”, conocida como SGIoT, se cuenta con un registro de datos cada 15 minutos. Sin embargo; los sensores emiten señales analógicas, por lo tanto, permite generar registros de intervalos menores; pero, actualmente no se realiza por temas de almacenamiento. Entonces, se recomienda promover una estrategia de *Big Data* y de gobernanza de los datos, con lo cual se pueden establecer criterios de almacenamiento, predicción y análisis de información de tal forma que se dé un mayor aprovechamiento a la herramienta.
- Considerando que la red de distribución eléctrica se extiende por todo el país, se recomienda valorar la instalación de sensores que permitan determinar variables diferentes a las eléctricas, por ejemplo, niveles de CO₂, los cuáles podrían brindar datos estadísticos para la huella de carbono de las empresas, niveles de radiación ultravioleta, para definir con precisión cuanta generación solar es factible producir con la instalación de paneles solares; niveles de precipitación, nubosidad y rayería, con los cuales sería factible determinar en qué zonas se presentará un mayor índice de fallas eléctricas o inundaciones y con ello trasladar a las cuadrillas de emergencia de forma anticipada, reduciendo los tiempos de respuesta ante eventos, entre otros.

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons



Referencias bibliográficas

ARESEP. (2020). *Informe de Calidad*. San José.

Katic, N., Marijanovic, V., & Stefani, I. (2010). Smart grid solutions in distribution networks Cost/Benefit analysis. Serbia: China International Conference on Electricity Distribution.

MINAE. (2021). *Estrategia nacional de redes eléctricas inteligentes 2021-2031*. San José.

Sánchez Vargas, R. (2017). *Smart Grids: Experiencias en el Desarrollo de Proyectos Pilotos en Perú*. Obtenido de <https://www.endesa.com/content/dam/enel-pe/medios/pdf/Smart%20Grids%20ENEL%20CIP.PDF>

El aporte de los indicadores de falla a las redes eléctricas inteligentes

Gabriel-Antonio Vargas-Arguedas / Daniel-Enrique Flores-Cordero

DOI: <http://dx.doi.org/10.22458/caes.v13iEspecial.4490>



Artículo protegido por licencia Creative Commons