

Implementación de una infraestructura de medición eléctrica avanzada en el área de cobertura del servicio eléctrico de la ESPH S.A, Costa Rica

Premio CIER de Innovación: Ing. José Vicente Camargo Hernández

Categoría Digitalización

Autores

Marco Salazar Blanco, Laboratorio de Calibración – ESPH S.A.

Francisco Redondo López, Laboratorio de Calibración – ESPH S.A.

Lil Hernández Jiménez, Planificación del Negocio de Energía Eléctrica – ESPH S.A.

Empresa

ESPH S.A. – Empresa de Servicios Públicos de Heredia

Ubicación: Costa Rica

Resumen

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia identificó la necesidad de modernizar sus procesos de Gestión Comercial y Operativa, debido a aspectos como el contexto energético actual con recursos limitados, el crecimiento de la demanda de energía, los problemas de contaminación ambiental, los requerimientos de confiabilidad y seguridad de la red, las necesidades de inclusión del cliente como participante activo del sistema eléctrico y el crecimiento de fuentes de generación distribuidas.

Por lo tanto, este proyecto se ha desarrollado con el objetivo de implementar una infraestructura de medición avanzada en el 100% del área de cobertura de la empresa que permita modernizar la red eléctrica y los procesos internos asociados a esta, así como ser la base de una futura red inteligente en la ESPH.

Actualmente se implementó la medición remota, así como la corta y reconexión por medio de la red de comunicación en aproximadamente trece mil clientes, el monitoreo y control de diversos equipos de la red de distribución y alumbrado público.

Se presentan en este artículo además los principales resultados y beneficios obtenidos hasta el momento con la incorporación de la red de comunicación y los diferentes equipos que forman parte de la Infraestructura de Medición Avanzada.

Introducción

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH S.A.), brinda los servicios públicos de agua potable, instalación de hidrantes, aguas residuales, saneamiento ambiental, telecomunicaciones y energía eléctrica en la provincia de Heredia, Costa Rica. En el servicio de energía eléctrica, cuenta actualmente con aproximadamente noventa y un mil medidores de electricidad.

El área de cobertura del servicio eléctrico, de aproximadamente 110 m² dentro del Valle Central, presenta la característica de contar con una alta densidad de servicios, en un terreno irregular al pie de la zona montañosa. La cobertura es tanto urbana como peri-urbana, refiriéndose estas últimas a las zonas más cercanas a las montañas. Según el informe del Instituto Costarricense de Electricidad, la ESPH se ubica generalmente entre los puestos 3 y 4 a nivel na-

cional en cuanto a consumo, lo cual da una idea de la densidad del servicio eléctrico.

Dentro de este contexto, se identificó que era necesario modernizar los procesos de Gestión Comercial y Operativa de la ESPH, obtener mayor información sobre sus costos y se determinó que estos estaban muy desligados de la tecnología.

Otro aspecto importante es que tampoco se contaba con herramientas que permitieran identificar las pérdidas eléctricas en la red de distribución, dar seguimiento a la Generación Distribuida, a las tecnologías de almacenamiento de energía ni a los vehículos eléctricos. Además, no se tenía un monitoreo y control del consumo de energía eléctrica en el Alumbrado Público y se mantenía una dependencia en otros negocios de las ESPH en el tema de la gestión de las telecomunicaciones.

Debido al conjunto de problemas identificado, el proyecto se implementó con el objetivo de modernizar la red eléctrica y mejorar los procesos comerciales asociados a esta, debido a factores externos e internos que así lo demandan como son el contexto energético actual con recursos limitados, el crecimiento de la demanda de energía, los problemas de contaminación ambiental, los requerimientos de confiabilidad y seguridad de la red, las necesidades de inclusión del cliente como participante activo del sistema eléctrico y el crecimiento de fuentes de generación distribuidas.

El objetivo general del proyecto es implementar una infraestructura de medición avanzada en el 100% del área de cobertura que permita modernizar la red eléctrica de distribución, la red de alumbrado público y los procesos internos asociados a estas, así como ser la base de una futura red inteligente en la ESPH.

Descripción de la red de comunicación y de los equipos

A continuación, se describen los equipos utilizados en el proyecto, tanto los que conforman la red de comunicación como los medidores inteligentes, como los requeridos para monitorear las líneas en media tensión y los transformadores, y los necesarios para monitorear y controlar el alumbrado público.

Red de comunicación en radio frecuencia (921 – 928 MHz) y 4G

La infraestructura de medición avanzada es la base de una red eléctrica inteligente, esta incluye el control y monitoreo bidireccional de todos los dispositivos instalados en la red de distribución por medio de una red *mesh* de comunicación en radio frecuencia y 4G. Los elementos principales de esta red son los colectores y los enrutadores.

La red *mesh* permite que los diferentes dispositivos instalados en la red de distribución, puedan asumir en determinados momentos las funciones de ambos equipos, estableciendo un canal de comunicación entre los diversos dispositivos y llevándola a otro colector más cercano, elevando la estabilidad de la comunicación y asegurando la confiabilidad de los datos obtenidos. La recopilación de datos en cada dispositivo es fundamental para comprender mejor los patrones de consumo del cliente.

Colectores y Enrutadores

Estos equipos tienen la función de establecer la comunicación entre todos los nodos de comunicación

o endpoints, y el HES (Head-end System), siendo esta conectividad con el HES, la principal diferencia entre uno y el otro.

Permiten la integración de diversos dispositivos instalados en la red de distribución, brindando la posibilidad de establecer un mejor control sobre los activos instalados, pero es el colector el que envía toda la información al HES, permitiendo aprovechar los verdaderos beneficios del AMI: los datos.

Medidor inteligente

El medidor inteligente está fabricado con una tarjeta de comunicación por radio frecuencia que le permite transmitir información a los colectores y enrutadores, en intervalos de tiempos establecidos por los administradores del sistema de gestión.

Este equipo reduce muchos de los costos operativos asociados a la lectura de medidores, inspecciones, corta y reconexión del servicio, análisis de cobros, la gestión de robos y pérdidas, entre otras funciones.

Al contar con la posibilidad de medir remotamente variables diversas como energía activa y reactiva, potencia activa y reactiva, voltajes y corrientes, sumado a la capacidad de crear registros almacenados diariamente y en intervalos de 15 minutos de todos los clientes, se obtiene la posibilidad de crear patrones de comportamiento de consumo por horas, días, semanas e incluso meses, lo que permite gestionar la red, brindar servicios al cliente para mejorar los hábitos de uso, pudiendo además crear diferentes opciones tarifarias para beneficio de los consumidores.

Sensor de Línea para monitoreo de variables eléctricas a media tensión

Los sensores de línea son dispositivos inteligentes instalados a nivel primario en la red de distribución, con la capacidad de sensar la corriente nominal y de falla, así como la temperatura del conductor en tiempo real. Ayudan a equilibrar las cargas del circuito, detectar cambios en la dirección del flujo de potencia y mejorar la seguridad de los equipos y el personal en caso de realizar algún trabajo en las líneas energizadas.

Además, los sensores funcionan con las redes inteligentes para monitorear, informar en tiempo real la aparición de una falla y ayudar la localización de las mismas, reduciendo el tiempo de atención y ayudando a la continuidad del servicio, mientras registran y reportan datos de carga, datos que se pueden utilizar para predecir y prevenir nuevos eventos.

Monitor de transformador de distribución

Este equipo ayuda a monitorear las condiciones de carga y sobrecarga de transformadores instalados en la red de distribución, brindando información clave para estudiar y comprender la red de distribución instalada.

Se puede acceder a la información en tiempo real del transformador en el que está instalado, establecer históricos de consumo y en conjunto con los medidores inteligentes, detectar patrones de consumo en cada

uno de los medidores instalados en ese transformador, con el fin de detectar pérdidas eléctricas. A su vez, al formar parte de la red MESH, crea otro punto de comunicación, con lo que ayudan a fortalecer y mejorar la confiabilidad de los datos dentro de la arquitectura de la red.

Fotocontroles para Alumbrado Público

El fotocontrol permite al servicio de alumbrado público contar con un sistema de iluminación inteligente. La instalación de estos equipos en una red de alumbrado mejora enormemente las capacidades en su territorio, brindando la capacidad de recibir alertas de cortes, respaldar horarios de atenuación que permiten crear opciones de ahorro energético y de mantenimiento más eficientes.

Mejoras implementadas

Lectura Remota

Se ha implementado la lectura remota de 13500 clientes residenciales e industriales en distintos sectores de área de cobertura, lo que representa un 15% del total de los clientes de la empresa. El porcentaje de lecturas efectivas han llegado al 99% mensual lo que ha mejorado considerablemente el proceso de facturación de la empresa, así como la atención de los clientes ante sus consultas relacionadas con el cobro.



Figura 1. Porcentaje de lecturas entregadas por medidores residenciales e industriales. Fuente: elaboración propia.

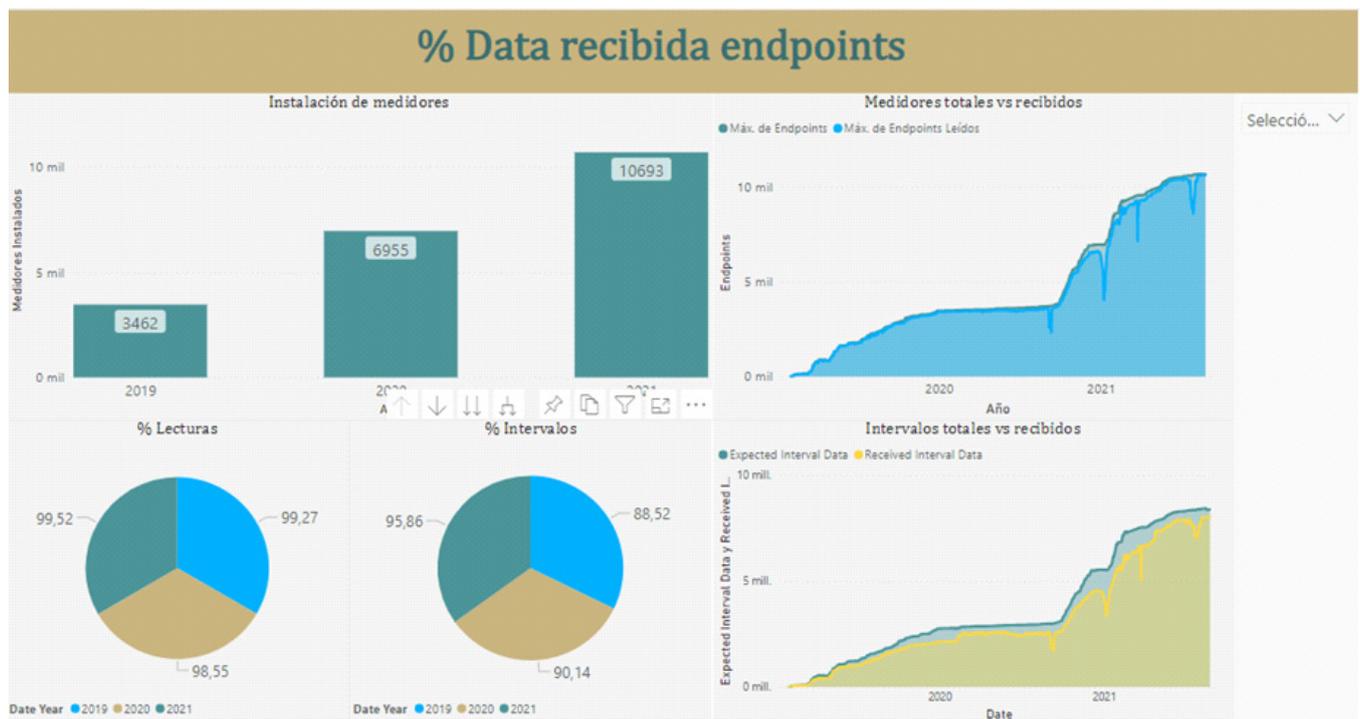


Figura 2. Dashboard de control de información entregada por medidores residenciales e industriales. Fuente: elaboración propia.

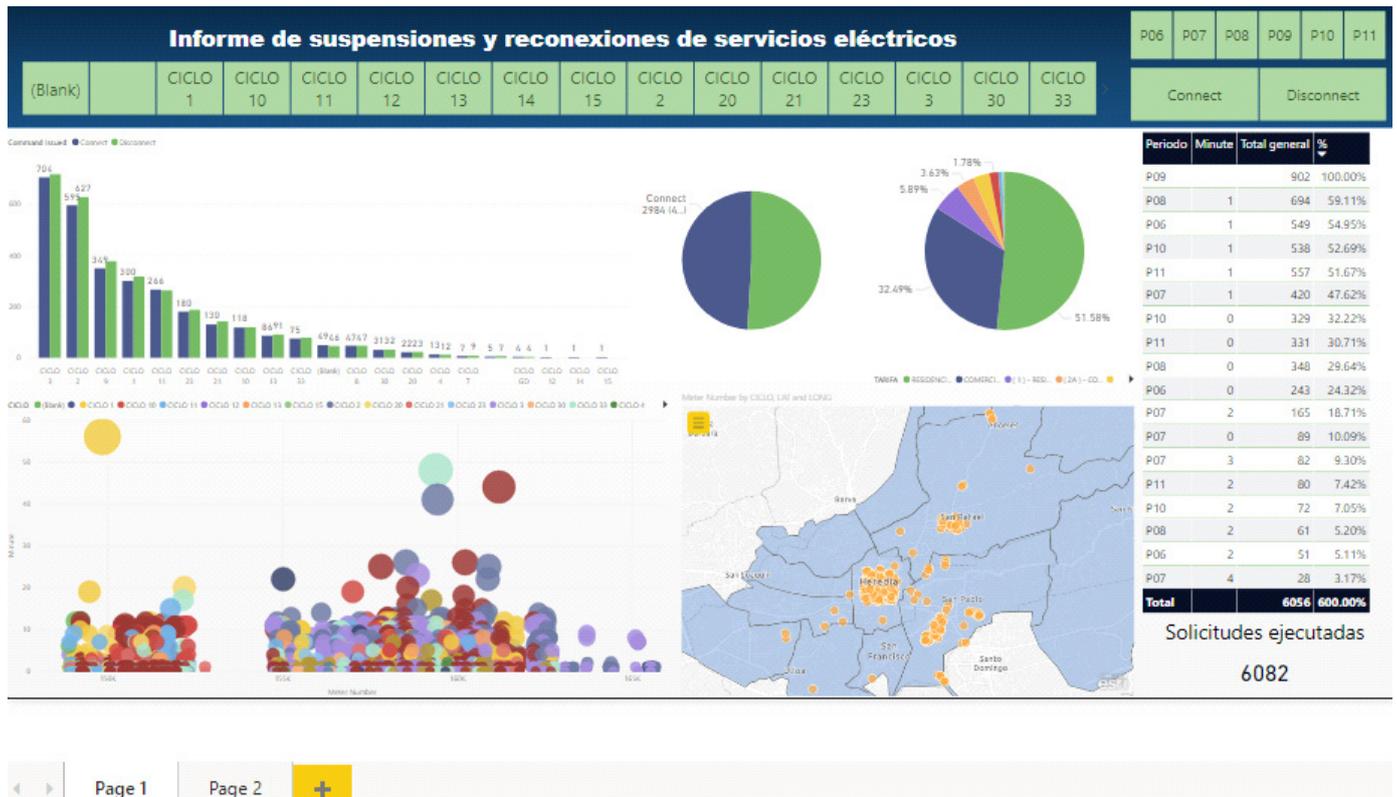


Figura 3. Imagen 3. Dashboard de control para cortas y reconexiones ejecutadas. Fuente: elaboración propia

Cortas y reconexiones

Se ha implementado en los clientes residenciales la corta y reconexión remota, lo anterior representa un ahorro en tiempo, materiales y un impacto positivo en la huella de carbono que genera la empresa, al eliminar el trabajo físico que representa el suspender o reanudar el servicio eléctrico brindado por falta de pago, dando como resultado un impacto positivo de cara al cliente, al hacerlo de una forma más rápida, ágil y eficiente.

Sensor de línea para monitoreo de variables eléctricas a media tensión.

Se ha implementado la instalación de 110 sensores de línea para el monitoreo de voltajes y corrientes en media tensión, tanto en circuitos trifásicos como monofásicos, lo que ha permitido mejorar el monitoreo de la red de distribución primaria e identificar de forma más eficaz las averías que se presentan, por medio de indicadores de falla que son visualizados por las cuadrillas de mantenimiento correctivo de la empresa.

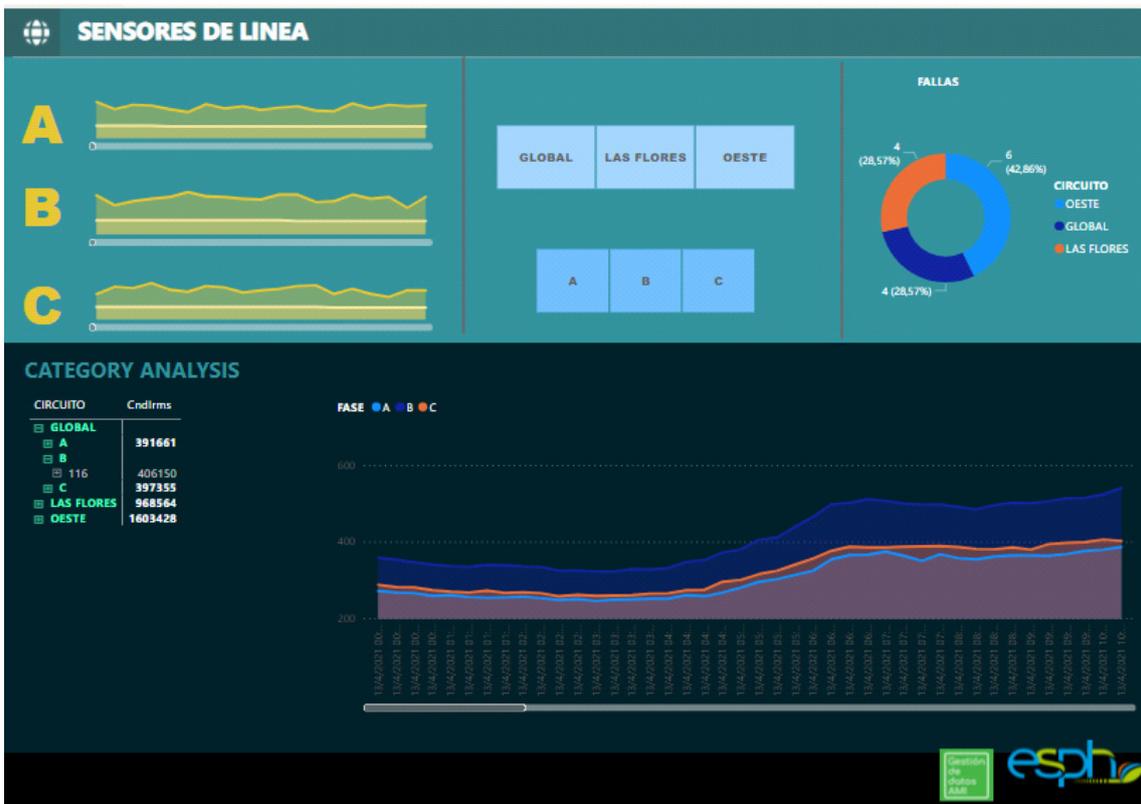


Figura 4. Dashboard de control para Sensor de línea para monitoreo de variables eléctricas a media tensión. Fuente: elaboración propia.

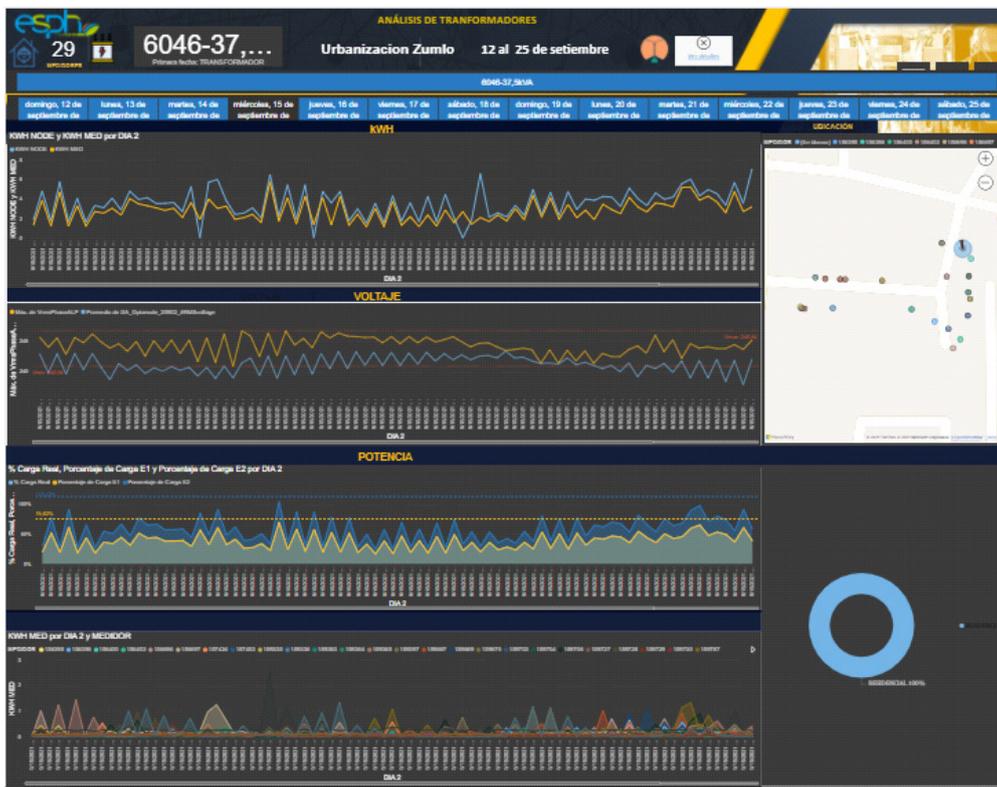


Figura 5. Dashboard de control para Sensor de línea para monitoreo de variables eléctricas a media tensión. Fuente: elaboración propia.

Monitor de transformador de distribución

Se ha implementado la instalación de 30 monitores en transformadores de distribución lo que ha permitido realizar estudios de calidad de voltaje, cargabilidad de transformadores y pérdidas eléctricas mediante la implementación de Dashboard con la herramienta Power BI.

Gestión de Alumbrado Público.

Se ha implementado la instalación de fotocontroles en luminarias led lo que ha permitido realizar estudios de variables eléctricas y consumo de estas, además cuenta con un sistema de gestión que permite identificar su ubicación geográfica, estado y fallas.



Figura 6. Estado de las luminarias en tiempo real, detección de fallas perdidas de comunicación. Fuente: elaboración propia.

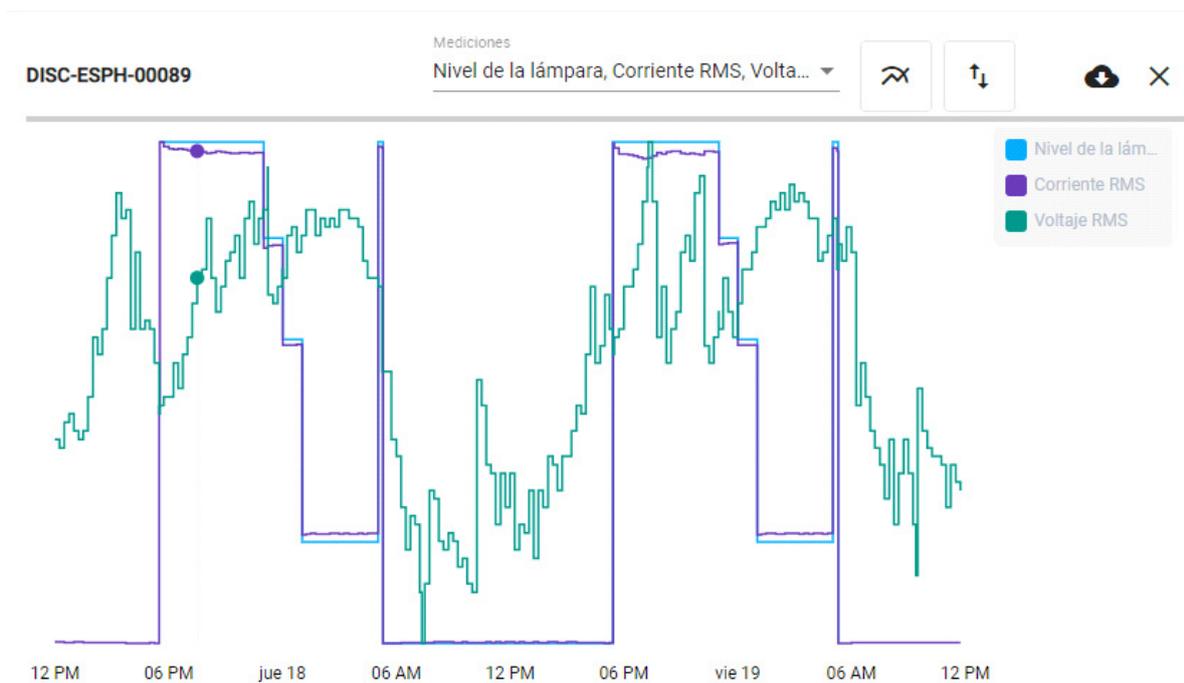


Figura 7. Datos en tiempo real de las diferentes variables de consumo del alumbrado publico. Fuente: elaboración propia.

Conclusiones

Este proyecto promovió la incorporación de un tema estratégico en la planificación institucional que está plasmada en el Plan Estratégico Empresarial 2021-2025.

La red de comunicación tipo mesh tiene una cobertura del 80% del área en que brinda el servicio la empresa permitiendo la comunicación de 27 reconectores, el monitoreo de la red media tensión por 110 sensores de línea primarios, el monitoreo de transformadores de distribución para análisis de pérdidas y cargabilidad, así como el monitoreo y gestión de alumbrado público.

Se han instalado trece mil quinientos medidores inteligentes con porcentajes de efectividad en la transmisión de información superiores al 99% para las lecturas de los medidores, así como para las cortas y reconexiones de los clientes por morosidad en pago del servicio.

Se han determinado costos evitados en facturación, así como en corta y reconexión de medidores, cargabilidad de transformadores y gestión de alumbrado público, que permiten proyectar los beneficios económicos que se obtendrán con la implementación del proyecto en su totalidad

Se ha logrado determinar el consumo real de las lámparas que forman parte de la red de Alumbrado Público y establecer horarios de regulación de la luminosidad que permitan disminuir el consumo de energía en ciertos periodos de tiempo.

Se ha implementado un sistema de gestión de medidores con los perfiles de consumo en intervalos de tiempo de 15 minutos de los clientes que tienen instalado un medidor inteligente, lo que ha permitido mejorar los procesos de facturación y atención de solicitudes por parte de los clientes.

El tiempo promedio para la realización de una suspensión del servicio remotamente es de aproximadamente un minuto y para la reconexión el tiempo promedio es de aproximadamente 3 minutos, reduciendo costos importantes a la empresa y mejorando la experiencia del servicio a los clientes.

El manejo de la información obtenida por medio de los equipos instalados en la infraestructura de medición avanzada se convierte en un reto para la empresa durante los próximos años de tal forma que le permita aprovechar al máximo los beneficios de la implementación de este proyecto.

Referencias

- Ministerio de Ambiente y Energía, 2021. Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021 – 2031. San José, Costa Rica. [Consulta: 1 de diciembre de 2021]. Disponible en <https://sepse.go.cr/wp-content/uploads/2021/08/ENREI-FINAL.pdf>