

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Diseño de sistema de telemetría para medición en clientes masivos en la
parroquia José Luis Tamayo del cantón Salinas

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Génesis Danitza Segarra Bernabé

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; GENESIS DANITZA SEGARRA BERNABE y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Génesis Segarra

EVALUADORES

.....
Iván Endara Vélez

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Otto Alvarado Moreno

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Uno de los objetivos de las empresas de distribución es disminuir el porcentaje de pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas, para esto se han desarrollado diferentes tecnologías aplicables a zonas urbanas y otras a zonas rurales. En esta investigación se tiene como objetivo desarrollar el diseño de un sistema de telemetría concentrada en una zona urbano marginal del cantón Salinas, Provincia de Santa Elena y realizar un análisis financiero de factibilidad para el mismo. Para esto se consideraron las diferentes normativas impuestas por CNEL EP para el diseño eléctrico, y los protocolos de comunicación para el área de telemetría y se obtuvo un presupuesto total para la ejecución del proyecto. Así, se obtuvo los indicadores económicos suficientes para sustentar esta propuesta como una solución en la zona urbano marginal del mencionado cantón.

Palabras Clave: Telemetría, pérdidas no técnicas, medición inteligente, diseño eléctrico

ABSTRACT

Use Ilistrib to write the same as described before in the Resumen. Use cursive fonts in this section.

Keywords:

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	3
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
ÍNDICE DE PLANOS.....	IX
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción.....	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General	2
1.3.2 Objetivos Específicos	2
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Sistema de Distribución de Energía	3
1.4.2 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica	5
1.4.3 La medición inteligente	7
1.4.4 Sistema de manejo de datos	8
1.4.5 Comunicación por la línea de potencia PLC	8
1.4.6 CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena	9
CAPÍTULO 2.....	10
2. Metodología.....	10
2.1 Telemedicación	10

2.1.1	Sistema de medición Energy Guard	10
2.1.2	Tablero Energy Guard	11
2.1.3	Módulo de medición	12
2.1.4	Pantalla de los usuarios (CDU)	12
2.1.5	Sistema de comunicaciones híbrido	12
2.1.6	Integración de datos al sistema de la empresa distribuidora	14
2.1.7	Aplicación Quadlink	14
2.2	Diseño eléctrico	14
2.2.1	Ubicación del proyecto	14
2.2.2	Conexión al sistema eléctrico de la Unidad CNEL – Santa Elena	17
2.2.3	Cálculo de carga	17
2.2.4	Acometida	18
2.2.5	Transformadores	18
CAPÍTULO 3.....		19
3.	Resultados Y ANÁLISIS	19
3.1	Diseño eléctrico y Presupuesto	19
3.2	Evaluación Financiera	20
3.2.1	Valor actual neto (VAN)	21
3.2.2	Tasa interna de retorno (TIR)	21
CAPÍTULO 4.....		23
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	23
BIBLIOGRAFÍA.....		24

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
AMI	Advanced Metering Infrastructure
EG	Energy Guard
PLC	Power Line Communications
API	Interfaz de Programación de aplicaciones

SIMBOLOGÍA

KVA kilovoltiamperios

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Componentes de un sistema de distribución eléctrico [4].....	3
Figura 1.2 Diagrama de flujo del proceso de planificación de un sistema de distribución [5]	4
Figura 1.3 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica [1] [6]	6
Figura 1.4 Esquema de un sistema de lectura automática de medidores AMR [7]..	7
Figura 2.1 Equipos instalados en el bastidor.....	11
Figura 2.2 Módulo de medición bifásico.....	12
Figura 2.3 Diagrama de comunicaciones del Sistema de Telegestión Quadlogic.	13
Figura 2.4 Sistema de comunicación híbrido de Telegestión Quadlogic	13
Figura 2.5 Diagrama del sistema de manejo de datos	14
Figura 2.6 Captura del Geoportal de la zona Jardín Botánico.....	15
Figura 2.7 Esquinas en las que se tomaron los puntos GPS referenciales	16
Figura 2.8 Toma de puntos GPS en el lugar de estudio.....	16
Figura 3.1 Diseño eléctrico aplicando medición telemétrica en la zona Jardín Botánico de la parroquia José Luis Tamayo.....	19

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Pérdidas en la Agencia Santa Elena de CNEL EP	9
Tabla 2.1 Puntos GPS tomados en la zona Jardín Botánico	15
Tabla 2.2 Total de abonados por cuadras	17
Tabla 2.3 Estimación de la carga de los usuarios	18
Tabla 2.4 Cantidad total de transformadores requeridos	18
Tabla 3.1 Resumen de los valores totales del presupuesto	20
Tabla 3.2 Parámetros para la evaluación Financiera proporcionados por CNEL Santa Elena	20
Tabla 3.3 VAN del proyecto	21
Tabla 3.4 VAN y TIR del proyecto.....	21

ÌNDICE DE PLANOS

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La búsqueda constante de mejorar la calidad de los servicios en los sistemas de distribución ha llevado al desarrollo de tecnologías como la medición avanzada AMI (Advance Metering Infrastructure), descrita en [1] como una tecnología constituida por diferentes partes: el hardware, el software, las comunicaciones y otros sistemas ligados directamente al usuario o consumidor. Permite una mayor eficiencia en los sistemas de distribución porque admite monitoreo de calidad de la energía, de control de carga, e incluso de reducción de pérdidas; todo esto manejando medidores inteligentes configurados con un determinado propósito.

Los diferentes análisis de factibilidad de la implementación del sistema de telemedición AMI en unidades de distribución de electricidad del Ecuador, arrojan un resultado positivo con respecto al retorno de la inversión, la recuperación de cartera vencida y la disminución de pérdidas no técnicas. Las necesidades en cada una de las unidades difieren por su ubicación y cantidad de tipos de clientes, sean estos comerciales, industriales o residenciales. Por tanto, se debe realizar un estudio previo en el que se determinen las aplicaciones y servicios con los que se vean beneficiados los clientes. Es así como implementar este tipo de tecnología queda bajo la subordinación de las entidades de planificación, control, regulación y demás entidades involucradas. [2]

Las pérdidas no técnicas constituyen un problema en las diferentes unidades de distribución eléctrica, por lo que es necesario que estas entidades implementen nuevas técnicas y desarrollen diferentes proyectos para la reducción de este tipo de pérdidas en el sistema. Torres [3], afirma que en la Unidad de Negocios Santa Elena de CNEL EP, se registraron los siguientes porcentajes de pérdidas totales, es decir pérdidas técnicas más pérdidas no técnicas: 30% en el año 2004, 15.80% en el año 2010 y 16.90% en el 2011, alejándose nuevamente del promedio óptimo que constituye entre el 10 y 12% de pérdidas totales.

1.1 Descripción del problema

La manipulación de medidores en la zona urbano marginal de la provincia de Santa Elena y el hurto de energía en el recorrido de los cables por parte de usuarios con conexiones clandestinas contribuyen en gran medida a las pérdidas no técnicas de esta unidad de

CNEL EP. En la que se presenta el hurto de energía masivo por la necesidad que tienen los habitantes del servicio básico, creando tendido de red primaria y “distribución” de energía en forma antitécnica, llevando incluso al incumplimiento de normas ambientales en esta zona. Estos sucesos se dan principalmente en sectores no regularizados, invasiones o asentamientos irregulares en los que se han llevado a cabo operativos de control sin efecto, como es la zona urbano marginal de la parroquia José Luis Tamayo del cantón Salinas.

Como en otras zonas del mismo tipo, se presenta el problema de poner e“ peligro al recurso humano de CNEL EP – UNIDAD SANTA ELENA, que realiza la lectura de medición mensual en los hogares ubicados en lugares riesgosos y poco recorridos por las unidades de seguridad del cantón puesto que son marginales.

1.2 Justificación del problema

Dado el elevado porcentaje de pérdidas no técnicas y la necesidad de un sistema de medición a distancia, se plantea diseñar un sistema de telemetría con medición concentrada en la zona urbano marginal de la parroquia José Luis Tamayo, con el propósito de implementarlo a futuro en otros lugares del mismo tipo con usuarios masivos de esta UNIDAD DE NEGOCIOS de CNEL EP y mejorar la calidad del servicio brindado a la comunidad santaelenense.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un sistema de medición inteligente para la minimización el consumo por hurto de energía de las redes de CNEL EP Unidad Santa Elena usando topología de red concentrada en la zona urbano marginal de la parroquia José Luis Tamayo de cantón Salinas.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir los conceptos teóricos de los sistemas de medición AMI para el reconocimiento de los posibles beneficios de su implementación.
- Diseñar un sistema AMI con medición concentrada en la zona urbano marginal de la parroquia José Luis Tamayo del Cantón Salinas para la lectura del consumo de usuarios masivos de forma remota.

- Analizar la factibilidad de la implementación de un determinado sistema AMI en la parroquia José Luis Tamayo usando los indicadores VAN y TIR para su implementación en otras áreas urbano marginales de la Unidad de Santa Elena de CNEL EP.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Sistema de Distribución de Energía

Las inversiones en el sistema de distribución representan aproximadamente 2 de 3 partes del total de inversiones que se da en los sistemas eléctricos de potencia, y su importancia radica en su proximidad al usuario final. Los fallos en este tipo de sistemas afectan directamente al servicio al cliente y los porcentajes de pérdidas de energía más grandes se dan aquí, debido a su gran tamaño y a los bajos niveles de tensión manejados.

En el diagrama de la Figura 1 se presentan los principales componentes de un sistema de distribución y los voltajes que se manejan en cada uno. Por tanto, la planificación de estos sistemas implica cuidar el diseño, la construcción y la operación por la cantidad de información que se maneja, siendo esta una tarea compleja. [4]

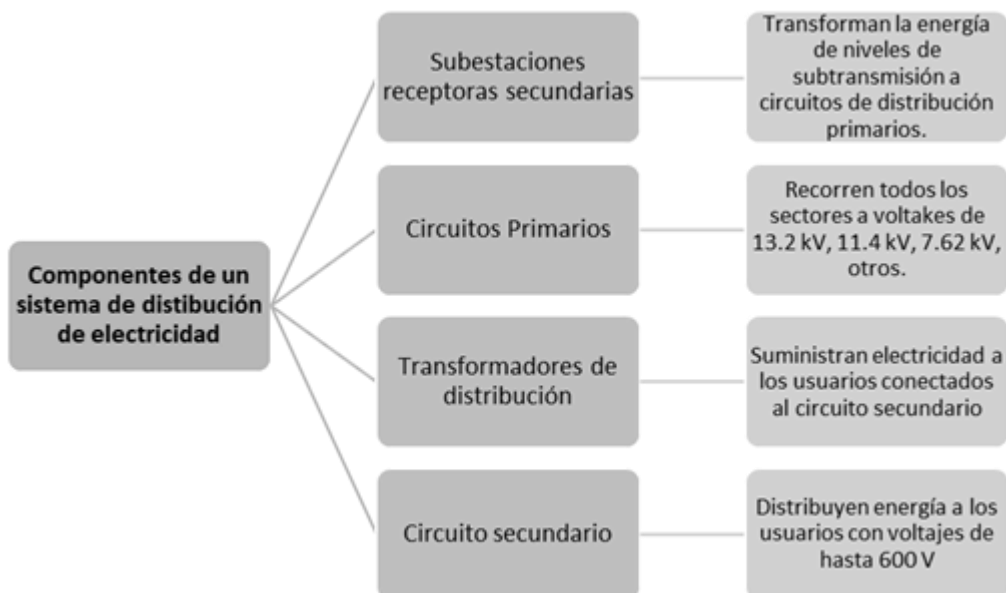


Figura 1.1 Componentes de un sistema de distribución eléctrica [4]

Para el diseño de sistemas de distribución se consideran factores como: la expansión de la carga, la normalización de los diferentes materiales usados en las estructuras y el montaje de las mismas, los métodos de trabajo normalizados, las

capacitaciones de prevención de accidentes y de mantenimiento, el posible surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos y la gran cantidad de datos y planos. Así mismo, se debe tomar en cuenta la escasez de suelo y la disponibilidad ecológica.

La planificación de sistemas de distribución eléctrica tiene como principal objetivo garantizar la satisfacción a la demanda de electricidad desde dos frentes: las tasas de crecimiento y las altas densidades de carga, a través de sistemas adicionales como conductores secundarios hasta las grandes subestaciones de energía que cumplan con términos de economía y de calidad. El cliente es el nivel en el que se empieza a construir la planificación de los sistemas de distribución, puesto que es aquí donde se mide la demanda, el tipo de la demanda, el factor de carga y demás factores que influyen en el diseño necesario. Un ejemplo del proceso llevado a cabo durante la planificación de sistemas de distribución presenta Gönen en [5] y se muestra en la Figura 2:

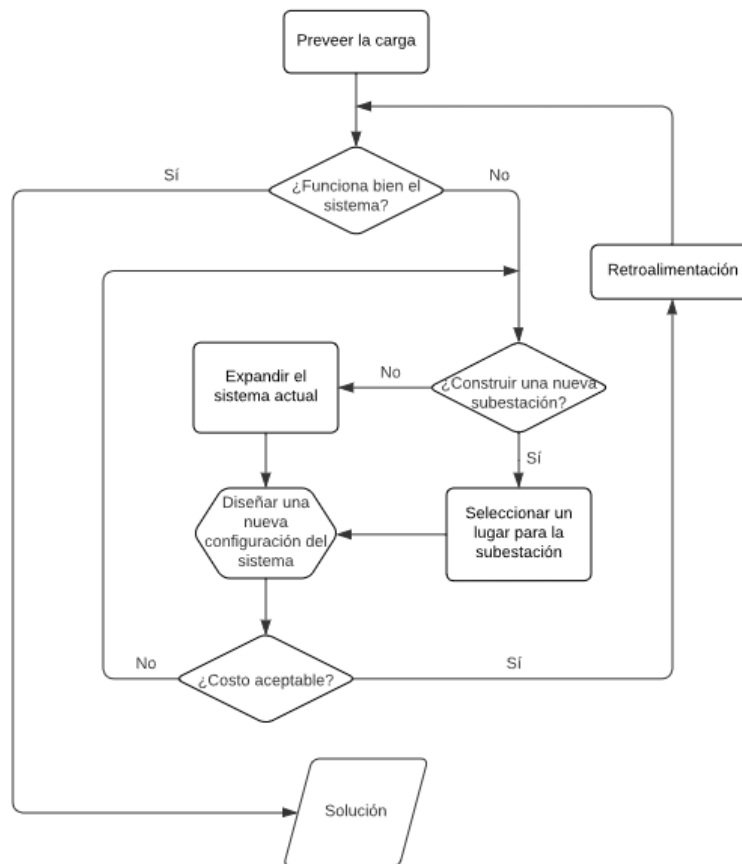


Figura 1.2 Diagrama de flujo del proceso de planificación de un sistema de distribución [5]

1.4.2 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica

Los índices de pérdidas en las empresas eléctricas indican niveles de eficiencia técnica, comercial y de la administración que se maneja en las mismas. Pueden clasificarse en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas o comerciales.

Pérdidas Técnicas

La energía ocupada por el sistema de distribución para su funcionamiento y que no es facturada, se considera como pérdidas técnicas. Son causadas por fenómenos tales como la histéresis y las corrientes parásitas que se dan en circuitos y transformadores. [1]

Las pérdidas técnicas son propias de los equipos que pertenecen a la red de distribución eléctrica y es proporcional a la corriente que circula en la misma. Para la reducción de pérdidas técnicas, Almeida menciona las siguientes opciones en [6]: realizar un balance de carga en todas las fases, reconfigurar las redes eléctricas, cambiar el calibre de los conductores, incrementar el número de fases, reubicar los transformadores, instalar capacitores y reguladores de voltaje. En general, los procesos para la reducción de pérdidas técnicas son universales, puesto que los estudios estadísticos se aplican a diversos equipos con similares características y son de fácil aplicación. También se hace mención a las características principales de este tipo de pérdidas:

- La inversión es mínima para realizar las reconfiguraciones necesarias para controlar las pérdidas técnicas.
- El objetivo durante el diseño de redes es lograr un equilibrio inversión-costos por pérdidas, ya que evitar el incremento de estas pérdidas en un futuro es una variable difícil de controlar.
- Las pérdidas técnicas se clasifican en fijas y variables, las primeras no dependen del valor de la demanda y las segundas sí.
- Las pérdidas técnicas producen una baja calidad de la energía entregada al cliente, por lo que son fáciles de localizar si el usuario presenta la respectiva queja.

Pérdidas No Técnicas

También llamadas pérdidas comerciales, constituyen la energía consumida no facturada por la empresa de distribución, y tienen origen principalmente en las

redes de baja tensión del sistema de distribución [1]. Entre los métodos para minimizar las pérdidas no técnicas está el de tomar numerosas medidas del consumo, evaluar con tecnología diseñada para identificar fraudes, invertir recursos para prevenir la conexión de usuarios de forma ilegal, entre otros. [6] Los diferentes factores que originan las pérdidas no técnicas se clasifican en la Figura 3:

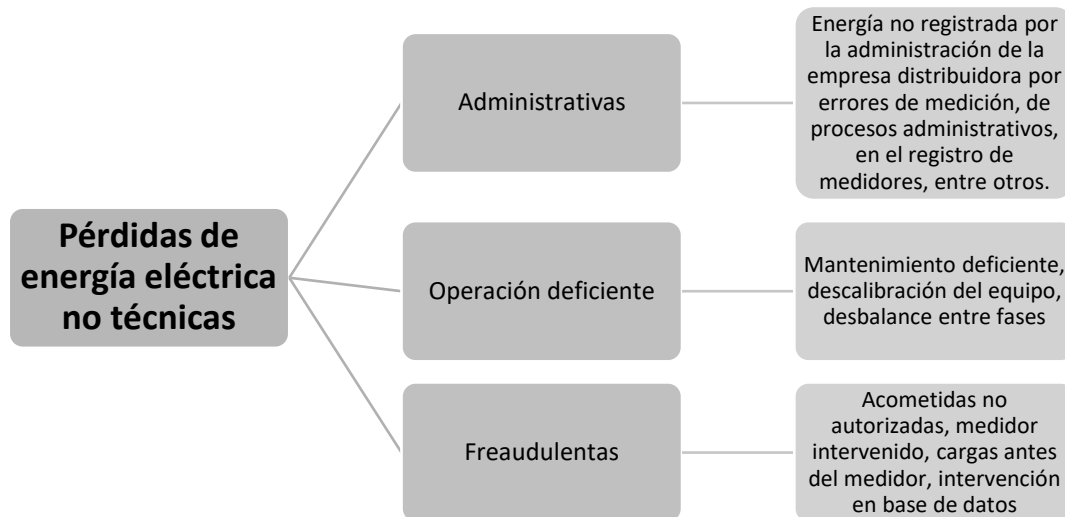


Figura 1.3 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica [1] [6]

Almeida en [6] menciona algunas de las características de este tipo de pérdidas de energía:

- No pueden determinarse con datos estadísticos debido a las diferentes causas que dan origen a las pérdidas no técnicas.
- Están ligadas al usuario, si se encuentra una infracción puede multarse al cliente según las leyes que rijan la zona.
- El recurso humano designado al control de pérdidas por fraude puede verse presionado por los usuarios para no reportar las pérdidas no técnicas encontradas.
- Para facturar la recuperación de consumos por parte de usuarios infractores se debe realizar una fuerte inversión designada al control, identificación y reducción de este tipo de pérdidas.
- El uso de medidores ya expirados causa grandes pérdidas, por lo que es necesario invertir en la adquisición de nuevos equipos.

1.4.3 La medición inteligente

Sistemas AMR

Los sistemas de lectura automática remota AMR, se realizan generalmente en casos de altos consumos, de usuarios concentrados o de lugares con poco acceso para clientes residenciales. Zapata, Vidrio y Gómez presentan en [7] un esquema general de estos sistemas para zonas residenciales en la Figura 4: medición, medios de comunicación y centro de control. En estos sistemas, el medidor es de tipo electromagnético con una tarjeta electrónica, el concentrador está ubicado en los postes de distribución, y la transmisión de datos se da por Onda Portadora por Línea de Distribución OPLD o radiofrecuencia de costo alcance.

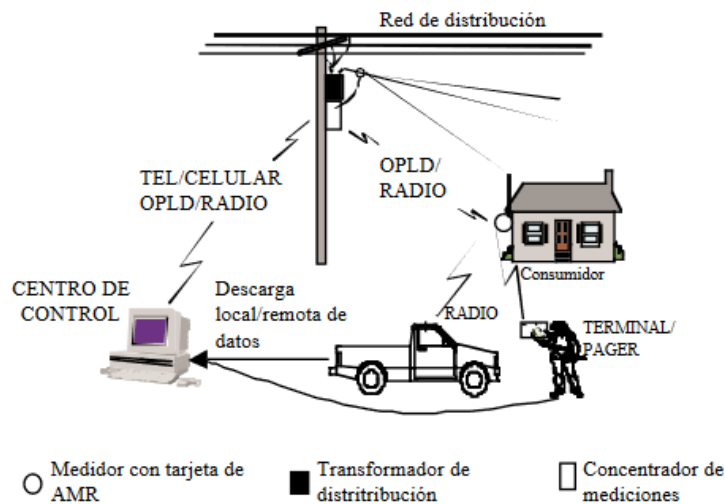


Figura 1.4 Esquema de un sistema de lectura automática de medidores AMR [7]

Sistemas AMI

Los sistemas AMI cumplen con las características de lectura remota de consumo, posibilidad de conectar y desconectar de forma remota, detección de interrupciones y manipulación de los sistemas de medición, identificación anticipada de posibles fallas y monitoreo de la generación distribuida

Los tres componentes principales de los sistemas AMI mencionados en [8]:

- Medidor inteligente
- Redes de comunicación
- Sistema de manejo de datos

1.4.4 Sistema de manejo de datos

Uno de los componentes del sistema AMI es el sistema de gestión de datos de medición (MDM), que es a donde los concentradores transmiten la información adquirida por medio de tecnologías de comunicaciones como espectro diverso, radiofrecuencia, microondas, WiMax, Ethernet, Wi-Fi, ZigBee, celular, PLC, fibras ópticas, y otros. Para procesarla y usarla para la facturación y otros propósitos de manejo y análisis que dependen de los datos proporcionada por el medidor inteligente. [1]

Los sistemas de gestión de datos constituyen el software designado al almacenamiento, gestión y análisis de datos recibidos directamente de los medidores inteligentes. Todo mediante un proceso en el que importa datos, los valida, limpia y procesa para disponerlos a los departamentos de facturación y análisis. [9]

Si es requerido y configurado correctamente, el MDM también puede agilizar el intercambio de datos entre los diferentes sistemas empresariales y facilitar la computación en arquitecturas de sistemas que contienen una variedad de plataformas y aplicaciones. Además, una gestión eficaz de los datos maestros ayuda a que los datos utilizados en las aplicaciones de inteligencia empresarial (BI por sus siglas en inglés) y de análisis sean más fiables. Otra opción tecnológica disponible es el uso de software de virtualización de datos para aumentar los centros de MDM; crea vistas unificadas de datos de diferentes sistemas de forma virtual, sin requerir ningún movimiento físico de datos.

1.4.5 Comunicación por la línea de potencia PLC

La tecnología PLC también es conocida como DPL (Digital Power Line) o como BPL (Broad Power Line) porque usa la red eléctrica en baja tensión existente para transmitir datos de voz, video y otros, basado en el protocolo Ipv4. En otras palabras, la corriente alterna llega a los usuarios en frecuencias de 50 o 60 Hz, mientras que en PLC se transportan datos en frecuencias de 1,6 – 30 MHz. [2]

En la telemedición, la lectura de medidores usando PLC es un método confiable de transferencia de datos a través de las líneas ya existentes. Usando esta tecnología se puede mover grandes cantidades de datos obtenidos por los medidores inteligentes en clientes residenciales, comerciales o industriales. Así

mismo, identificar errores o inconvenientes en la red, incluso cortar y reconectar el servicio eléctrico. [3]

La infraestructura de las redes PLC consta de un Head End (HE), también llamado Transformer Premises Equipment TPE o en español: módem de cabecera, encargado de autenticar y coordinar la frecuencia de toda la red PLC de manera que el flujo de datos sea constante. Constituyendo así en la conexión entre la red de datos y la red eléctrica, por lo que la ubicación física del módem de cabecera es un aspecto importante al considerar el diseño de la red. En caso de que la distancia entre equipos supere la distancia máxima entre sí (alrededor de 400 metros), es necesaria la instalación de repetidores (IR) para extender el alcance de la red.

Otro equipo en las redes PLC es el CPE (Customer Premises Equipment), que admite la conexión del módem del usuario a la red de datos, en otras palabras, convierte las tomas eléctricas en un punto de red admisible para la conexión de equipo informático. [2]

1.4.6 CNEL EP – Unidad de Negocios Santa Elena

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, regida por el Estado ecuatoriano, posee una agencia en Santa Elena que es encargada de la distribución y comercialización de energía eléctrica en la provincia del mismo nombre y el cantón Playas de la provincia del Guayas.

En la Tabla 1, se presentan los valores en porcentajes de las pérdidas técnicas y no técnicas en las zonas regidas por CNEL Santa Elena, en el que se observa un aumento en las pérdidas no técnicas en el primer trimestre del año presente.

Tabla 1.1 Pérdidas en la Agencia Santa Elena de CNEL EP

Período	Pérdidas Técnicas [%]	Pérdidas No Técnicas [%]	Pérdidas Totales [%]
Diciembre 2021	6.37	9.88	16.25
Primer Trimestre 2022	6.09	10.56	16.66

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Para lograr blindar el sistema en baja tensión y evitar la manipulación de los medidores de energía eléctrica, se optó por un diseño eléctrico de medición concentrada, en el que los módulos de medición se ubicarían en un gabinete en el poste de la empresa de distribución. Mientras que, para mejorar el proceso de lectura y facturación en un lugar como lo es la zona urbano marginal de la parroquia José Luis Tamayo se planificó usar tecnología AMI.

Para el presente estudio se consideró la zona nombrada Jardín Botánico de la parroquia Jose Luis Tamayo: un asentamiento ilegal donde todas las acometidas estaban conectadas de forma ilegal al sistema eléctrico de CNEL EP. Por tanto, no existirán retiros de algún equipo perteneciente a CNEL, ya que no existe ninguno en esta zona.

A continuación, se describe el sistema de telemetría creado por la empresa Quadlogic, en el que se presenta un sistema de comunicación híbrido entre PLC y Radiofrecuencia y tableros que se ajustan al concepto de medición concentrada considerado previamente. También se presentan las especificaciones técnicas que fueron usadas en el diseño del sistema de medición y distribución en baja tensión del sector Jardín Botánico de la zona urbano marginal de la parroquia José Luis Tamayo al que se adjuntará telemetría.

2.1 Telemedición

En el ámbito de la tecnología AMI ya se encuentran varias opciones en el mercado, pero por cuestiones de simplicidad, presupuesto, distribuidor, entre otros, se determinó que la opción presentada por la empresa Quadlogic es la más viable en un estudio de este tipo. Así, se realizó el diseño utilizando los equipos de medición Energy Guard patentados por Quadlogic.

2.1.1 Sistema de medición Energy Guard

El sistema de medición denominado Energy Guard fue diseñado y patentado por Quadlogic Control Corporation, los mismos que fabrican la línea de medidores eléctricos en su totalidad, para facturación y medición utilizando otras tecnologías patentadas de comunicación bidireccional. De esta forma, Quadlogic se encarga de suministrar los datos de medición para ser usados en la facturación de los

usuarios e información adicional para actuar sobre los medidores de forma predeterminada, y los transmite a través de las líneas de potencia utilizando un método patentado de PLC a un centro de colección de datos.

El mencionado sistema de medición, posee un nivel alto de confiabilidad, y se constituye de sistemas automáticos avanzados para la lectura del consumo eléctrico, reduce costos de mano de obra en instalación y materiales, elimina las lecturas manuales, y evita el robo de energía en la red de baja tensión y elimina la oportunidad de usuarios de manipular los medidores, puesto que son ubicados en un gabinete en el poste de la empresa distribuidora con salida a las acometidas residenciales y/o comerciales.

2.1.2 Tablero Energy Guard

En el bastidor del sistema de medición Energy Guard, se instala un tablero con 24 posiciones presentado en la Figura, es decir, que cada tablero podrá alimentar hasta 12 acometidas con 12 medidores bifásicos. También se instala un módulo de control encargado de la comunicación bidireccional con la base de datos, su función principal es centralizar la comunicación PLC con el transponder ST6 instalado en la subestación y los Displays de los consumidores. Así mismo, se coloca una fuente de alimentación de 5 Voltios para alimentar la comunicación local del tablero EG y 12 Voltios para la comunicación.

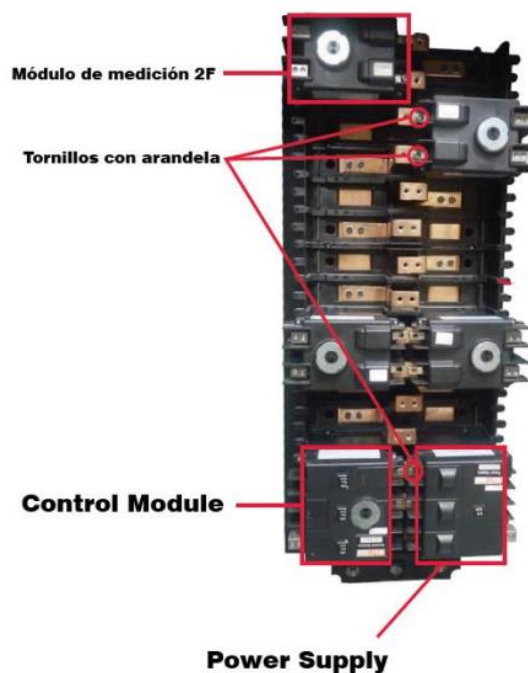


Figura 2.1 Equipos instalados en el bastidor

2.1.3 Módulo de medición

Los medidores inteligentes del sistema Energy Guard permiten a la empresa distribuidora desconectar y reconectar el servicio eléctrico a los clientes de forma remota una vez que estos se encuentren registrados en el sistema informático QUADLINK-ECU, que es un software de comunicación basado en internet.

Entre las opciones presentadas por el sistema, se seleccionaron los medidores de dos fases 120/240 mostrado en la Figura 2.2, siguiendo la normativa de CNEL. Dentro de las especificaciones técnicas de los módulos de medición se encuentra que cada uno posee un número de serie, LED de calibración, comunicación por puerta óptica, relé que posibilite la conexión y desconexión de electricidad con capacidad de hasta 100 A, corriente nominal de 15 A y clase de medición 0,5. En la Figura se muestra el módulo de medición usado en el diseño eléctrico.



Figura 2.2 Módulo de medición bifásico

2.1.4 Pantalla de los usuarios (CDU)

En las instalaciones de cada usuario se coloca una pantalla que muestra la fecha, hora y su consumo eléctrico en una pantalla individual. Este dispositivo, posee comunicación bidireccional con el módulo de control instalado en el tablero Energy Guard.

2.1.5 Sistema de comunicaciones híbrido

En la Figura 2.3 se muestran las diferentes vías de comunicación ofertadas por el sistema de telegestión de Quadlogic: PLC, Radiofrecuencia y un sistema de comunicación híbrido de los anteriores.

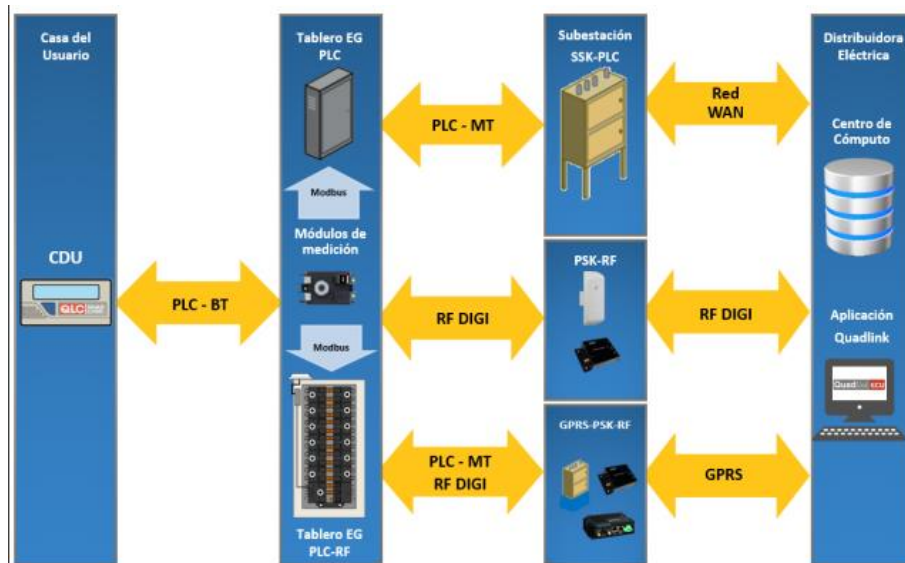


Figura 2.3 Diagrama de comunicaciones del Sistema de Telegestión Quadlogic

Como se observa en la Figura 2.3, el sistema de comunicación por PLC incluye la instalación de un KIT en la subestación, lo cual sería viable en el caso de que la subestación a que se conecta el sistema ya posea uno, como en el caso de otras subestaciones de la zona. Por tanto, se consideró viable la comunicación por Radiofrecuencia desde el tablero Energy Guard hasta las instalaciones de la empresa distribuidora de electricidad, puesto que los Gateways pueden instalarse directamente en los postes, lo que disminuiría en cierto grado la inversión para la implementación del sistema telemétrico. Así, se definió el diseño del sistema basado en la Figura 2.4.



Figura 2.4 Sistema de comunicación híbrido de Telegestión Quadlogic

2.1.6 Integración de datos al sistema de la empresa distribuidora

Mediante el Gateway, y las antenas de radiofrecuencia instaladas en los tableros de medición, se logra enviar la información del consumo eléctrico o las acciones de conexión y desconexión, junto con las alarmas de interrupción del servicio desde los usuarios hasta el servidor de la empresa distribuidora de energía. A partir de aquí, los datos pueden ser manejados por técnicos capacitados en el uso de la interfaz web QuadlinkECU proporcionada por otra empresa del sistema privado, para realizar maniobras del tipo eléctrico. Este software se instala en el servidor de la empresa distribuidora junto con la Interfaz API, que es la que permite a los otros departamentos encargados de facturación y pérdidas acceder de una forma más simplificada a la data de los usuarios del servicio eléctrico.

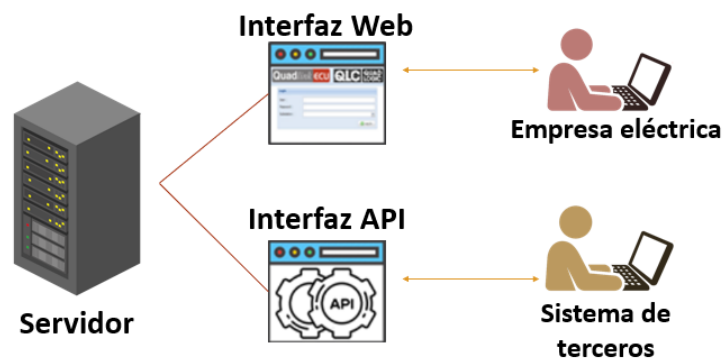


Figura 2.5 Diagrama del sistema de manejo de datos

2.1.7 Aplicación Quadlink

La aplicación Quadlink es un servicio que forma parte del paquete Energy Guard, en esta se puede acceder a los tableros eléctricos instalados de forma remota, es decir, a partir de un click se puede conectar y desconectar el servicio eléctrico a los usuarios. Aquí también, se reciben las alarmas por intrusiones en los tableros o mal manejo de datos. Toda esta información es almacenada y dirigida por la numeración de los tableros Energy Guard y el número de servicio único de cada cliente de la empresa eléctrica.

2.2 Diseño eléctrico

2.2.1 Ubicación del proyecto

La zona denominada como Jardín Botánico, se encuentra en la parroquia José Luis Tamayo del cantón Salinas, y no cuenta con servicio legalizado de energía

eléctrica como se observa en la Figura 2.6 tomada del Geoportal. Por lo que fue necesario empezar con el diseño tomando puntos GPS referenciales de la zona, los mismos que se presentan en la Tabla 2.1 con muestras en las Figuras 2.7 y 2.8 y anexos en el apéndice C.

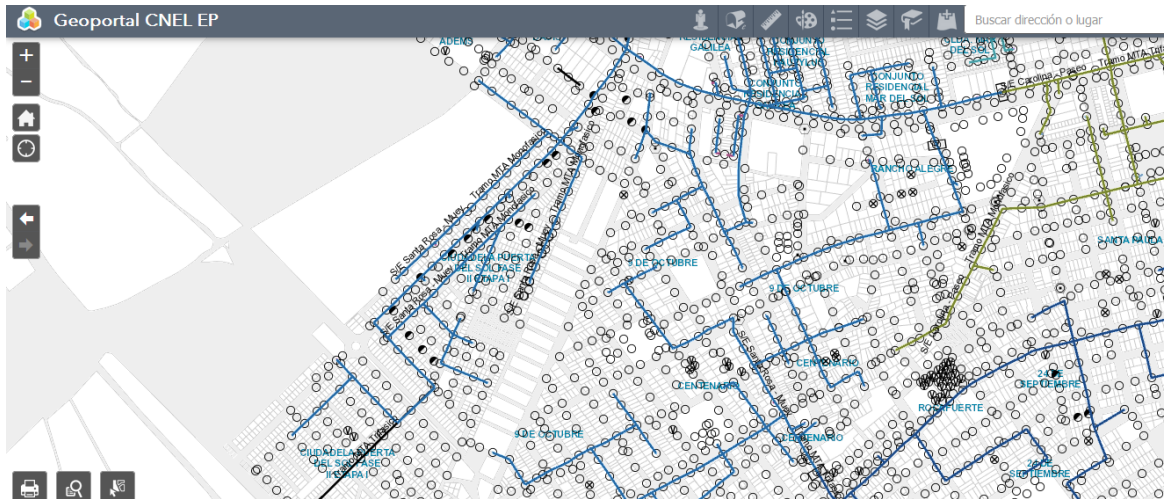


Figura 2.6 Captura del Geoportal de la zona Jardín Botánico

Tabla 2.1 Puntos GPS tomados en la zona Jardín Botánico

PUNTOS GPS		
ARRANQUE	507455	9753841
P1	507429	9753784
P2	507357	9753820
P3	507369	9753633
P4	507297	9753675
P5	507363	9753629
P6	507290	9753664
P7	507347	9753603
P8	507259	9753637
P9	507340	9753561
P10	507248	9753606
P11	507321	9753535
P12	507233	9753577
P13	507311	9753505
P14	507216	9753550
P15	507297	9753468
P16	507199	9753506
P17	507275	9753433
P18	507187	9753468



Figura 2.7 Esquinas en las que se tomaron los puntos GPS referenciales



Figura 2.8 Toma de puntos GPS en el lugar de estudio

Luego de la inspección se determinó también, la cantidad de abonados de la zona separados por cuadras y enumerados como se presenta en la Tabla 2.2 dando un total de 246 nuevos clientes.

Tabla 2.2 Total de abonados por cuadras

Número de manzana	Total
1	34
2	16
3	27
4	15
5	24
6	24
7	24
8	24
9	24
10	24
11	10

2.2.2 Conexión al sistema eléctrico de la Unidad CNEL – Santa Elena

El nuevo tendido eléctrico se conecta a la subestación Santa Rosa de 69 KV, ubicada en la parroquia del mismo nombre, en el cantón Salinas. La mencionada subestación, sirve de subestación de distribución, de transformación y de paso dentro del sistema eléctrico de la provincia.

Para la conexión con el sistema, se extendió una línea trifásica desde un poste existente en las coordenadas: 507455, 9753841. Y a partir de esta troncal, que recorre la calle principal, salen las líneas monofásicas hasta los tableros de medición concentrada en el centro de cada una de las cuadras como se muestra en el diseño final.

2.2.3 Cálculo de carga

Para la estimación de la potencia consumida por cada hogar, se utilizaron valores promedios de potencia consumida por los electrodomésticos y alumbrado que poseen los hogares de esta zona, luego de una inspección en el lugar. Así, se estima lo siguiente para cada hogar:

Tabla 2.3 Estimación de la carga de los usuarios

Detalle	Unidades	Potencia [W]	Total [W]
Puntos de luz	10	100	1000
Refrigerador	1	400	400
Licuada	1	350	350
Batidora	1	200	200
Equipo musical	1	75	75
Ventilador	2	65	130
Televisor	1	180	180
Computadora	1	350	350
Plancha	1	1000	1000
Lavadora	1	500	500
		Total	4185

2.2.4 Acometida

Con el fin de cumplir la normativa de CNEL EP para los conductores de las acometidas aéreas, se consideró conductores tipo SEU (concéntrico) o tipo SER (Sucre) de aluminio: 6 AWG cableado neutro helicoidal.

2.2.5 Transformadores

Utilizando el método de Ebasco se calculó el dimensionamiento de los transformadores, considerando tableros sencillos (12 módulos de medición) y dobles (24 módulos de medición), según el diseño eléctrico.

Así, se establece en la Tabla, que para los tableros dobles se definieron transformadores de 37,5 kVA y 25 kVA para los tableros con 24 posiciones, dejando posiciones de holgura en caso de un aumento de usuarios en la zona.

Tabla 2.4 Cantidad total de transformadores requeridos

TRANSFORMADORES	
NOMINACIÓN	CANTIDAD DE USUARIOS
37,5 KVA	24
25 KVA	12

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Diseño eléctrico y Presupuesto

En la Figura 3.1 se muestra el diseño eléctrico final, con la correspondiente simbología. Las manzanas fueron enumeradas arbitrariamente debido a que estos terrenos no poseen aún alguna numeración dada por el municipio de la zona. Así, se determinó usar 22 tableros para 246 usuarios de la zona. Los postes con tableros dobles se instalaron con transformadores de 37,5 kVA, mientras que los postes con un solo tablero, al ser menor la cantidad de abonados se instalaron con transformadores de 25 kVA según lo calculado con el método de Ebasco que se encuentra en el Apéndice A.

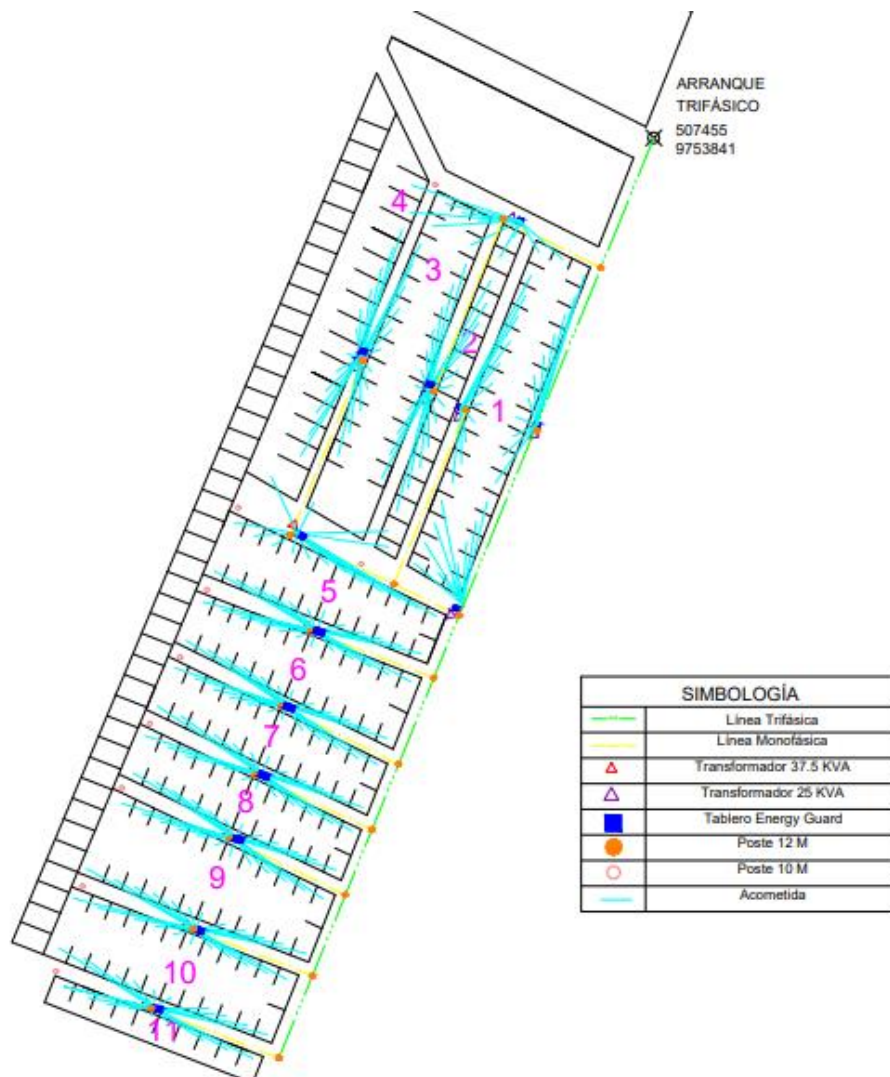


Figura 3.1 Diseño eléctrico aplicando medición telemétrica en la zona Jardín Botánico de la parroquia José Luis Tamayo

La troncal trifásica atraviesa la calle principal de la zona, de la cual se extendieron las líneas monofásicas hasta los tableros EG con los medidores, a partir de los tableros salen las acometidas a cada uno de los usuarios con tensores desde los postes. Así, fue necesario instalar también postería de 10 M para completar los hilos tensores sin subir demasiado el presupuesto. En la figura no se aprecia el recorrido real de las acometidas con el fin de que se visualice las características de la medición concentrada.

El diseño eléctrico fue realizado bajo el uso de coordenadas tomadas con GPS en el lugar, por tanto, a partir de este se calcularon los rubros para los materiales con los que se construiría el tendido eléctrico. Todo esto, se encuentra a detalle en el Apéndice B. Así, se obtuvo como resultado los valores presentados en la Tabla 3.1 como presupuesto para la construcción del sistema de telemedición en el sector Jardín Botánico de la parroquia José Luis Tamayo.

Tabla 3.1 Resumen de los valores totales del presupuesto

Presupuesto Proyecto Jardín Botánico	
Valor total de materiales	\$195.191,14
Valor total de mano de obra	\$38.938,56
Valor total de servicios	\$30.674,00
Valor total de la obra	\$ 264.803,70

3.2 Evaluación Financiera

El análisis financiero del proyecto se detalla con los indicadores de rentabilidad VAN y TIR, los cuales darán información acerca del valor que entrega la inversión. Lira afirma en [10] que la comprensión de estos indicadores es clave para la administración financiera. Para este análisis se toma en cuenta los parámetros proporcionados por CNEL Santa Elena en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Parámetros para la evaluación Financiera proporcionados por CNEL Santa Elena

PARÁMETROS A UTILIZAR PARA EVALUAR PROYECTOS DE CONTROL DE ENERGÍA	
UNIDAD DE NEGOCIO	Santa Elena
PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA	0,0339
PRECIO MEDIO DE VENTA AL CLIENTE	0,0894
TASA DE CRECIMIENTO DE DEMANDA	5%
COSTO DE O&M (% DE COSTO DE INVERSIÓN)	9,00%
TASA DE DESCUENTO (%)	10,80%
TASA DE INFLACIÓN	1,56%
TIPO DE ESTRATO DE CLIENTES	Medio

Así, se calculó el valor económico recuperado anualmente multiplicando el valor del precio de venta al cliente, por el consumo anual de los nuevos clientes; es decir, estimando un consumo mensual de 200 kW/h al mes por 246 nuevos clientes. Dando como resultado, la recuperación total de la inversión dentro de 5 años.

3.2.1 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto (VAN), también llamado valor presente neto (VPN) representa al valor resultante de los flujos de efectivo netos, es decir, la diferencia entre los ingresos y egresos periódicos de una propuesta. Está ligado a la rentabilidad mínima que permita recuperar la inversión, cubriendo costos y obteniendo beneficios. [11]

Para el cálculo del VAN y el TIR del proyecto, se considera principalmente el valor de la tasa de descuento, y se establecieron los datos de la tabla 3.3. para su análisis. También se consideró una vida útil de 10 años para el proyecto. Lo cual es un valor aproximado, puesto que se ha comprobado una mayor durabilidad de este tipo de equipos instalados.

Tabla 3.3 VAN del proyecto

TASA DE DESCUENTO	10,80%
VAN	48664,4965

En [11], R. Brealey, S. Myers y A. Marcus establecen que el criterio del valor actual neto funciona indiferente a la duración de los proyectos.

3.2.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Corresponde a la tasa de descuento que equivale al valor actual de ingresos del proyecto con el de los egresos. En otras palabras, corresponde a la tasa de interés que hace que el Valor Actual Neto sea igual a cero. El cálculo de la TIR se realiza considerándolo como incógnita en la ecuación del VAN. [12]

Tabla 3.4 VAN y TIR del proyecto

VAN	48664,4965
TIR	15%

La rentabilidad de un proyecto puede medirse usando la TIR, dado que esta depende sólo los flujos de tesorería y equivale a la rentabilidad ofrecida por otras inversiones equivalentes en riesgo en el mercado de capitales.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Implementar un sistema de medición a distancia inteligente con medición concentrada en las zonas urbano marginales se considera una inversión con buenos retroactivos para las empresas de distribución, puesto que el cliente se vio casi obligado a cancelar sus facturas eléctricas a tiempo y a ninguno de los usuarios les conviene intervenir los medidores para no activar la alarma de advertencia en el sistema informático y verse sancionados. Así mismo, se da valor al personal humano para que no tenga que verse en altercados con los usuarios que se reusan a cumplir la normativa legal de la electricidad.
- El análisis económico realizado al proyecto de implementación de tele medición concentrada en la zona Jardín Botánico de la parroquia José Luis Tamayo arrojó resultados bastantes positivos, lo que lleva a la conclusión de que es un proyecto factible y de beneficio tanto para la comunidad que tendría una mejor calidad de energía eléctrica y la empresa de distribución CNEL EP Santa Elena puesto que recuperaría en un tiempo prudente la inversión y aseguraría la reducción de pérdidas no técnicas en zonas urbano marginales.
- Dado que los precios de implementar tecnología AMI son mucho mayores a los de la medición común con preensamblado, no es factible para ciertas zonas donde los usuarios ya tienen la cultura de pagar a tiempo sus planillas eléctricas y de evitar sanciones por alterar los módulos de medición o realizar acometidas ilegales. En estos casos, se podría realizar incluso medición concentrada con medidores convencionales.
- Se recomienda realizar un estudio continuo de proyectos que impliquen la instalación de este tipo de medición en otras zonas urbanas o rurales, con el fin de disminuir las pérdidas no técnicas y recuperar montos de cartera vencida.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Gómez, R. Castán, J. Montero, J. Meneses y J. García, «Aplicación de Tecnologías de Medición Avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas,» *Boletín IIE*, vol. 39, nº 4, pp. 180-191, 2015.
- [2] D. Idrovo y S. Reinoso, *Análisis de Factibilidad para la Implementación de un Sistema AMI mediante Contadores Inteligentes por parte de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.*, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2012.
- [3] W. Torres, *El Proyecto "TELE-MEDICIÓN" como una Estrategia para la Reducción de Pérdidas de Energía No Técnicas en CNEL Regional Santa Elena*, Guayaquil: Universidad de Guayaquil, 2012.
- [4] S. Ramirez, «Conceptos Fundamentales,» de *Redes de Distribución de Energía*, Manizales, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 2004, pp. 1-3.
- [5] T. Gönen, «Distribution System Planning and Automation,» de *Electric Power Distribution Engineering*, Boca Raton, Taylor & Francis Group, 2014, pp. 1-4.
- [6] D. Almeida, *Plan de Factibilidad para Determinar y Reducir los Costos de las Pérdidas no Técnicas en la Empresa Eléctrica Quito S.A.*, Quito: Universidad Internacional SEK, 2012.
- [7] J. Zapata, G. Vidrio, J. Gómez y R. Mijárez, «Medición de la energía eléctrica bajo esquemas de libre mercado,» *Boletín IIE*, 2001.
- [8] PrimeStone, «PrimeStone Intelligent Data Services + Analytics,» 11 Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://primestone.com/la-vida-util-de-los-mdms/>. [Último acceso: 10 Julios 2022].
- [9] J. Vaughan, «TechTarget,» November 2019. [En línea]. Available: <https://www.techtarget.com/searchdatamanagement/definition/master-data-management>. [Último acceso: 10 Julio 2022].
- [10] P. Lira, *Evaluación de proyectos de inversión*, Lima: Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC), 2013.

- [11] R. Brealey, S. Myers y A. Marcus, Principios de dirección financiera, Madrid: McGraw-Hill, 1999.
- [12] M. Mete, «Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: Su Utilidad Como Herramientas para el Análisis y Evaluación de Proyectos de inversión,» *FIDES ET RADIO - Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, vol. 7, nº 7, pp. 67-85, 2014.

APÉNDICES

APÉNDICE A

1.- KW (1 abonado) = DEMANDA EN KW DE 1 ABONADO

$$\text{KW (1 abonado)} = \frac{\text{KWH/MES/ABONADO}}{49,7(\text{KWH/MES/ABONADO})^{0,154}}$$

INGRESE EL CONSUMO MENSUAL

$$\text{KW (1 abonado)} = 2,50777283$$

2.- FACTOR DE COINCIDENCIA

$$C_n = C + [(1-C)/N]$$

C_n = factor de coincidencia de la demanda de N abonados

C = factor de coincidencia de la demanda de 1 abonado = 0.38

N = NUMERO DE ABONADOS

INGRESE EL NUMERO DE ABONADOS

$$C_n = 0,43166667$$

3.- KW_n = DEMANDA EN KW DE N ABONADOS

$$\text{KW}_n = \text{KW}(1 \text{ ABONADO}) * N * C_n$$

$$\text{KW}_n = 12,990$$

4.- CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

$$\text{KVA} = \frac{\text{KW}_n}{\text{FACTOR DE POTENCIA}} \quad \text{FP} = 0,92$$

$$\text{KVA} = 14,1198514$$

1.- KW (1 abonado) = DEMANDA EN KW DE 1 ABONADO

$$\text{KW (1 abonado)} = \frac{\text{KWH/MES/ABONADO}}{49,7(\text{KWH/MES/ABONADO})^{0,154}}$$

KWH/MES/ABONADO= CONSUMO DE ENERGIA MENSUAL POR ABONADO

INGRESE EL CONSUMO MENSUAL

$$\text{KW (1 abonado)} = 2,50777283$$

2.- FACTOR DE COINCIDENCIA

$$C_n = C + [(1-C)/N]$$

C_n = factor de coincidencia de la demanda de N abonados

C = factor de coincidencia de la demanda de 1 abonado = 0.38

N = NUMERO DE ABONADOS

INGRESE EL NUMERO DE ABONADOS

$$C_n = 0,40583333$$

3.- KW_n = DEMANDA EN KW DE N ABONADOS

$$\text{KW}_n = \text{KW}(1 \text{ ABONADO}) * N * C_n$$

$$\text{KW}_n = 24,426$$

4.- CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

$$\text{KVA} = \frac{\text{KW}_n}{\text{FACTOR DE POTENCIA}} \quad \text{FP} = 0,92$$

$$\text{KVA} = 26,5496819$$

APÉNDICE B

PROYECTO "Diseño de sistema de telemetría para medición en clientes masivos en la parroquia José Luis Tamayo del cantón Salinas"					
	1. MATERIALES	UN	CANT.	P/UN	SUBTOTAL
1	ABRAZADERA DE ACERO GALVANIZADO, PLETINA, SIMPLE (3 PERNOS), 38 X 4 X 140 - 160 MM (1 1/2 X 11/64 X 5 1/2 - 6 1/2")	UN	66	\$ 7,30	\$ 481,80
2	ABRAZADERA ACERO GALV., PLETINA (3 PERNOS, 38 X 6 X 160 REFORZADA PARA MONTAJE DE TRANSFORMADOR	UN	26	\$ 8,43	\$ 219,18
3	ABRAZADERA DE ACERO GALVANIZADO, PLETINA, DOBLE (4 PERNOS), 38 X 4 X 140 - 160 MM (1 1/2 X 11/64 X 5 1/2 - 6 1/2")	UN	10	\$ 8,35	\$ 83,50
4	TUERCA DE OJO OVALADO DE ACERO GALVANIZADO, PARA PERNO DE 16 MM (5/8")	UN	36	\$ 2,63	\$ 94,68
5	AISLADOR TIPO ROLLO, DE PORCELANA, CLASE ANSI 53-2, 0,25 Kv	UN	30	\$ 1,46	\$ 43,80
6	GRAPA TERMINAL APERNADA TIPO PISTOLA, DE ALEACIÓN DE AL 6 - 3/0 CONDUCTOR ACSR	UN	12	\$ 11,18	\$ 134,16
7	ESTRIBO DE ALEACION CU-SN, PARA DERIVACION	UN	13	\$ 9,64	\$ 125,32
8	VARILLA DE ANCLA DE ACERO GALVANIZADA, TUERCA Y ARANDELA 16X1800 MM (5/8"X71")	UN	20	\$ 11,50	\$ 230,00
9	BLOQUE DE ANCLAJE DE HORMIGON ARMADO 30 X 30 X 10 CM	UN	20	\$ 6,48	\$ 129,60
10	POSTE CIRCULAR DE HORMIGÓN ARMADO DE 10 M	UN	10	\$ 188,76	\$ 1.887,60
11	POSTE CIRCULAR DE HORMIGÓN ARMADO DE 12 M, 500 KG	UN	21	\$ 274,87	\$ 5.772,27
12	CABLE DE AL DESNUDO TIPO ACAR , CALIBRE NRO. 2 AWG	MT	1300	\$ 0,62	\$ 806,00
13	AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN, POLÍMERO ANSI DS - 28 (550 MM)	UN	12	\$ 18,81	\$ 225,72
14	AISLADOR TIPO ESPIGA (PIN), DE PORCELANA, CLASE ANSI 56-1, 25 KV	UN	27	\$ 15,09	\$ 407,43
15	CONECTORES DE COMPRESION # 44	UN	20	\$ 2,80	\$ 56,00
16	GUARDACABO DE ACERO GALVANIZADO, PARA CABLE DE ACERO 9,51MM (3/8")	UN	62	\$ 1,01	\$ 62,62
17	BRAZO DE ACERO GALV., TUBULAR, PARA TENSOR FAROL, 51MM(2") DE DIAM X 1500MM(59")	UN	20	\$ 29,59	\$ 591,80
18	SECCIONADOR DE CUCHILLA, TIPO ABIERTO, CLASE 27 KV, 100 A	UN	16	\$ 162,00	\$ 2.592,00
19	TIRAFUSIBLE 5 A.	UN	16	\$ 2,37	\$ 37,92
20	RETENCIÓN PREFORMADA PARA CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE 9,35MM (3/8")	UN	20	\$ 5,39	\$ 107,80
21	CAJA ANTIHURTO PARA INSTALACION DE BREAKER	UN	246	\$ 31,76	\$ 7.812,96
22	CONDUCTOR DE ALUMINIO CONCENTRICO XLPE 2X6+1X6mm2	MT	10000	\$ 1,78	\$ 17.800,00
23	PRECINTO PLÁSTICO DE 7 MM DE ANCHO X 1,8 MM DE ESP. X 350 MM DE LONG.	UN	7000	\$ 0,28	\$ 1.960,00
24	PRECINTO PLÁSTICO DE 7 MM DE ANCHO X 1,8 MM DE ESP. X 250 MM DE LONG.	UN	3000	\$ 0,24	\$ 720,00
25	CABLE DE ACERO GALVANIZADO, GRADO SIEMENS MARTIN, 7 HILOS, 9,51 MM (3/8"), 3155 KGF	MT	2000	\$ 1,40	\$ 2.800,00
26	BASTIDOR DE ACERO GALVANIZADO, PLETINA 38 X 4 MM (1 1/2 X 5/32"), 1 VÍA - GRAPA KLEVIS	UN	30	\$ 2,97	\$ 89,10
27	CONDUCTOR DE CU, AISLADO PVC 600V, TIPO THHN, NO. 1/0 AWG, 19 HILOS	UN	200	\$ 7,91	\$ 1.582,00
28	BREAKER 2P-50A	UN	246	\$ 14,40	\$ 3.542,40

29	UNIONES TUBULARES Cu.- Al #6	UN	246	\$	0,67	\$	164,82
30	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA TIPO COPPERWELD 5/8" X 180MM (71")	UN	259	\$	10,43	\$	2.701,37
31	CONECTOR Cu. 5/8" PARA SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	UN	259	\$	2,47	\$	639,73
32	CINTA AISLANTE SCOTCH # 23	UN	26	\$	14,80	\$	384,80
33	CINTA AISLANTE SCOTCH # 33	UN	26	\$	6,80	\$	176,80
34	CINTA NORMAL 20 YARDAS	UN	123	\$	1,03	\$	126,69
35	MENSULAS DE FACHADA	UN	246	\$	1,11	\$	273,06
36	PINZAS DE ACOMETIDA	UN	246	\$	1,54	\$	378,84
37	CABLE DE CU, DESNUDO, CABLEADO SUAVE, 2 AWG, 7 HILOS (P/T TRANSF+TABLERO)	MT	200	\$	4,24	\$	848,00
38	CABLE DE CU, DESNUDO, CABLEADO SUAVE, 6 AWG, 7 HILOS (P/T ABONADOS)	MT	1000	\$	1,89	\$	1.890,00
39	TUBO PVC 1/2	UN	272	\$	0,96	\$	261,12
40	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE 3/4 CON HEBILLA	MT	50	\$	2,83	\$	141,50
41	GRAPAS EMT 1/2"	UN	492	\$	0,08	\$	39,36
42	TACOS FISHER F10	UN	492	\$	0,06	\$	29,52
43	TORNILLOS TP 2x14	UN	492	\$	0,09	\$	44,28
44	TABLERO PARA MEDICIONES CONCENTRADAS AMI	UN	22	\$	1.913,00	\$	42.086,00
45	MEDIDORES AMI	UN	246	\$	173,00	\$	42.558,00
46	DISPLAY DE USUARIO PARA VISUALIZACIÓN DE LECTURA	UN	246	\$	75,00	\$	18.450,00
47	CONDUCTOR DE ALUMINIO DESNUDO CABLEADO ACSR # 1/0	MT	2200	\$	0,75	\$	1.650,00
48	PERNO ESPIGA (PIN) CORTO DE ACERO GALVANIZADO, 19 MM (3/4") DE DIÁM. X 300 MM (12") DE LONG.(35MM DIAMETRO DE LA ROSCA PARA ENROSCAR EL AISLADOR PIN)	UN	27	\$	4,54	\$	122,58
49	TRANSFORMADOR 25 KVA	UN	4	\$	1.946,05	\$	7.784,20
50	TRANSFORMADOR 37.5 KVA, 13800 GRDY/7960 Ó 13200 GRDY/7620V-120/240V	UN	9	\$	2.414,14	\$	21.727,26
51	PERNO DE OJO DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM (5/8") DE DIÁM. X 254 MM (10") DE LONG., CON 4 TUERCAS, 2 ARANDELAS PLANAS Y 2 DE PRESIÓN	UN	6	\$	5,36	\$	32,16
52	PERNO ESPÁRRAGO O DE ROSCA CORRIDA DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM (5/8") DE DIÁM. X 406 MM (16 ") DE LONG., CON 4 TUERCAS, 2 ARANDELAS PLANAS Y 2 DE PRESIÓN	UN	6	\$	9,55	\$	57,30
53	PERNO MÁQUINA DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM (5/8") DE DIÁM. X 51 MM (2") DE LONG., CON TUERCA, ARANDELA PLANA Y DE PRESIÓN	UN	28	\$	1,50	\$	42,00
54	PERNO U DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM (5/8") DE DIÁM. X 150 MM (6") DE ANCHO DENTRO DE LA U, CON 2 TUERCAS, 2 ARANDELAS PLANAS Y 2 DE PRESIÓN	UN	8	\$	4,30	\$	34,40
55	PIE DE AMIGO DE ACERO, PERFIL "L" DE 38X38X6X700MM	UN	28	\$	5,94	\$	166,32
56	CRUCETA DE ACERO GALVANIZADO, UNIVERSAL, PERFIL "L" 75 X 75 X 6 X 2400 MM (2 61/64 X 2 61/64 X 1/4")	UN	9	\$	71,16	\$	640,44
57	SOPORTE PARA 2 TABLEROS EN EL MISMO POSTE	UN	9	\$	140,01	\$	1.260,09
58	ESLABON U (HORQUILLA)	UN	12	\$	2,07	\$	24,84
59	PRECINTO DE 10CM	UN	1000	\$	0,06	\$	60,00

VALOR TOTAL DE MATERIALES				\$	195.191,14
---------------------------	--	--	--	----	------------

2. MANO DE OBRA		UN	CANT.	P/UN	SUBTOTAL
60	MONTAJE DE ESTRUCTURA 1EP	UN	18	\$ 9,78	\$ 176,04
61	MONTAJE DE ESTRUCTURA 1ER	UN	30	\$ 12,57	\$ 377,10
62	INST. DE TRANSF. MONOF. SEC. BAJANTE Y P. TIERRA	UN	13	\$ 128,75	\$ 1.673,75
63	EXCAVACION PARA POSTES O ANCLAS TERRENO NORMAL	UN	50	\$ 18,16	\$ 908,00
64	IZADO DE POSTES H.A. DE 9 a 12 M, CON GRUA	UN	30	\$ 33,84	\$ 1.015,20
65	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTES H.A. 9 A 12 M - POSTE NUEVO	UN	30	\$ 27,16	\$ 814,80
66	INSTALACIÓN DE TENSORES OFS, FAROL SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	UN	20	\$ 17,74	\$ 354,80
67	TENDIDO, REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR ACSR # 2 AWG.	KM	1,3	\$ 370,00	\$ 481,00
68	INSTALACIÓN DE SECCIONAMIENTO 1F	UN	16	\$ 21,55	\$ 344,80
69	ESTRUCTURA 1CR	UN	50	\$ 19,55	\$ 977,50
70	ESTRUCTURA 1CP	UN	20	\$ 14,43	\$ 288,60
71	INSPECCION PREVIA ACTIVACION DE SERVICIO AMI	UN	246	\$ 8,49	\$ 2.088,54
72	TABLERO PARA MEDICIONES CONCENTRADAS AMI	UN	22	\$ 136,50	\$ 3.003,00
73	INSTALACION DE MEDIDORES AMI	UN	246	\$ 20,00	\$ 4.920,00
74	INGRESO INFORMACION	UN	246	\$ 2,17	\$ 533,82
75	INSTALACION CAJA POLICARBONATO, BREAKER Y CONEXIÓN ACOMETIDA	UN	246	\$ 29,76	\$ 7.320,96
76	INSTALACION DE DISPLAY PARA VISUALIZACION DE LECTURAS	UN	246	\$ 10,00	\$ 2.460,00
77	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA DE TABLERO DE MEDIDORES PARA MEDICION CONCENTRADA	UN	22	\$ 19,21	\$ 422,62
78	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA DE NEUTRO DEL ABONADO	UN	246	\$ 10,13	\$ 2.491,98
79	TENDIDO CABLE PORTA-ACOMETIDA ENTRE POSTES (SIMILAR TENDIDO, REGULADO Y AMARRE COND. ACSR #4)	MT	2000	\$ 0,38	\$ 760,00
80	TENDIDO REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR CONCENTRICO (ACOMETIDA 2X6+1X6 MM2)	MT	10000	\$ 0,65	\$ 6.500,00
81	TENDIDO, REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR # 1/0 AWG.	KM	0,2	\$ 399,10	\$ 79,82
82	INSTALACIÓN DE SECCIONAMIENTO 3F (con estribo)	UN	3	\$ 36,15	\$ 108,46
83	ESTRUCTURA TIPO 3CP	UN	27	\$ 20,80	\$ 561,48
84	ESTRUCTURA TIPO 3CR	UN	12	\$ 23,02	\$ 276,28
VALOR TOTAL DE MANO DE OBRA					\$ 38.938,56

3. SERVICIOS		UN	CANT.	P/UN	SUBTOTAL
85	INTEGRACION DE NUEVOS TABLEROS A BASE DE DATOS	GB	22	\$ 12,50	\$ 275,00
86	PUESTA EN MARCHA	GB	1	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00
87	ADECUACIONES EN SOFTWARE PARA INGRESAR NUEVO SECTOR	GB	1	\$ 2.500,00	\$ 2.500,00
88	KIT DE RADIO PARA TABLERO	GB	22	\$ 250,00	\$ 5.500,00

89	RADIO MASTER + ACC	KIT	2	\$ 3.233,00	\$ 6.466,00
90	ANTENAS YAGUI + ACC	KIT	2	\$ 243,00	\$ 486,00
91	GATEWAY + ACC	KIT	2	\$ 864,00	\$ 1.728,00
92	REPETIDOR RF	KIT	1	\$ 3.233,00	\$ 3.233,00
93	ANTENAS PARA REPETIDOR	KIT	2	\$ 243,00	\$ 486,00

VALOR TOTAL POR SERVICIOS				\$ 30.674,00
---------------------------	--	--	--	--------------

INVERSIÓN TOTAL				\$ 264.803,70
------------------------	--	--	--	---------------

APÉNDICE C







