

Estudio para la reducción de pérdidas de energía eléctrica no técnicas en la UPZ 82 Patio Bonito. Bogotá D.C.

**Carlos Alberto Fuquen Moreno
Orlando Prada Castañeda**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electromecánico

Director:
Ingeniero, Carlos Alberto Avendaño

Línea de Investigación: energía
Eficiencia energética
Grupo de Investigación:
R.E.M

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Bogotá, D.C., Colombia

2020

Queremos dedicar esta tesis a Dios por la oportunidad que nos dio para cumplir esta meta, de forma muy especial a cada una de nuestras familias, por el apoyo incondicional y por ser una fuente de inspiración

Agradecimientos

A Dios que nos brindó la oportunidad de formarnos profesionalmente y nos ha acompañado en nuestros caminos con fortaleza, confianza y seguridad.

A nuestras familias por su apoyo y acompañamiento constante, convirtiéndose en nuestras fortalezas para sacar adelante este proyecto de grado.

A la Universidad, que nos formó y preparó para nuestra vida profesional, obteniendo la gran recompensa por medio del sacrificio a través de la perseverancia, de manera especial a la Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica.

A nuestros docentes que siempre nos apoyaron y brindaron sus conocimientos.

A la empresa Eléctrica DELTEC S.A. que nos brindó las facilidades para obtener la información y los recursos necesarios para el desarrollo de ese proyecto.

Infinitas Gracias.

Resumen

El hurto de energía, como actividad criminal de defraudación de fluidos, se ha convertido en una problemática de orden económico y social que impacta drásticamente el sector energético, generando pérdidas millonarias a las empresas comercializadoras de energía eléctrica y a los usuarios, lo que repercute en una reducción en ingresos por la energía no facturada, deterioro de la vida útil de los equipos instalados en la red de distribución de energía eléctrica y por último sobrecostos los cuales generalmente son aplicados al usuario causando un elevado valor en las tarifas de la factura.

Es por ello que se hace fundamental un estudio de reducción de pérdidas de energía eléctrica no técnicas, tomando como base la empresa DELTEC S.A quien suministra la información de datos técnicos y comerciales de los circuitos de la UPZ 82 Patio Bonito.

En la zona se observan clientes dedicados a la industria de la madera, producción de plásticos, ornamentación, comercializadoras de productos cárnicos, y panificadoras; donde se identifican conexiones directas asociadas al hurto, fraudes y de errores administrativos en toma de la lectura mensual, por lo cual es imprescindible y de suma importancia conocer y evaluar cada uno de ellos para identificar y cuantificar las pérdidas no técnicas generadas, finalmente se plantea una estrategia, que permita proyectar una reducción en las pérdidas de energía no técnicas.

Palabras clave: conexiones, defraudación, eléctrica, energía, hurto, no técnicas, pérdidas.

Abstract

Theft of energy, as a criminal activity of defrauding fluids, has become a problem of an economic and social nature that drastically impacts the energy sector, generating millions in losses for electric power trading companies and users, which has an impact on reduction in income from unbilled energy, deterioration of the useful life of the equipment installed in the electric power distribution network and lastly, cost overruns which are generally applied to the user, causing a high value in the invoice rates.

For this reason, a study to reduce non-technical electrical energy losses is essential, based on the company DELTEC S.A, which provides the information on technical and commercial data for the UPZ 82 Patio Bonito circuits.

In the area, there are clients dedicated to the wood industry, plastics production, ornamentation, meat products marketers, and bakeries; where direct connections associated with theft, fraud and administrative errors are identified in taking the monthly reading, so it is essential and extremely important to know and evaluate each one of them to identify and quantify the non-technical losses generated, finally it is proposed a strategy that allows to project a reduction in non-technical energy losses.

Keywords: connections, fraud, electricity, energy, theft, non-technical, losses.

Contenido

	Pág.
Resumen	VII
Abstract.....	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras.....	XI
Lista de tablas	XIV
Introducción	1
1. Capítulo 1. Marco Teórico.....	7
1.1 Antecedentes Investigativos.....	7
1.1.1 Antecedentes Internacionales.....	7
1.1.2 Antecedentes Nacionales.....	9
1.2 Pérdidas.....	11
1.2.1 Pérdidas Técnicas.....	11
1.2.2 Pérdidas No Técnicas.....	11
1.3 Principales Tipos de Fraude.....	13
1.3.1 Conexiones y alteraciones de las instalaciones previas al medidor.....	13
1.3.2 Conexiones Ilegales o Directas.....	15
1.4 Índice de Pérdidas.....	18
1.4.1 En el orden social.....	19
1.4.2 En el orden de la ética y la moral.....	19
1.4.3 En los aspectos de seguridad.....	20
1.5 Proceso de generación y distribución eléctrica.....	20
1.6 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).....	22
1.7 Proceso de las Empresas Colaboradoras asociadas a la Unidad de Pérdidas No Técnicas de Inspección Colombia.....	26

1.8	Marco Legal.....	28
1.8.1	Ley 599 de 2000.....	28
1.8.2	Resolución 108 de 1997.....	28
1.8.3	Ley 142 de 1994.....	28
2.	Capítulo 2 Metodología.....	31
2.1	Metodología.....	31
2.2	Diseño.....	31
2.3	Técnicas e Instrumentos de Investigación.....	33
2.4	Observación Estructurada.....	33
2.5	Análisis y Procesamiento de Datos.....	34
2.6	Fases del Proceso Científico.....	35
2.6.1	Organización de la Información.....	35
2.6.2	Identificación y Análisis.....	36
2.6.3	Interpretación de la información.....	36
3.	Capítulo 3 Investigación y análisis de la información.....	39
3.1	Investigación.....	39
3.2	Análisis de la información.....	50
3.2.1	Calculo de pérdidas de energía no técnicas.....	50
3.2.2	Análisis de dispersión entre valores facturados y registrados.....	56
3.2.3	Análisis comparativo de pérdidas no técnicas con mapas de calor.....	61
3.2.4	Identificación de las causas de pérdidas no técnicas.....	66
4.	Capítulo 4 Plan de reducción de pérdidas no técnicas UPZ 82.....	71
4.1	Estrategias del Plan de reducción.....	71
4.1.1	Estrategia No. 1 Administrativa:.....	71
4.1.2	Estrategia No. 2 Contractual con terceros:.....	74
4.1.3	Estrategia No. 3 Técnica:.....	75
4.2	Recursos para la implementación.....	78
5.	Conclusiones.....	81
6.	Recomendaciones.....	83

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Conexiones y alteraciones de las instalaciones previas al medidor	13
Figura 1-2. Cambio fase invertida en las entradas del medidor	14
Figura 1-3. Perforaciones en la tapa principal del medidor	14
Figura 1-4. Puentes en la bornera de conexión del medidor	15
Figura 1-5. Conexiones ilegales o directas	16
Figura 1-6. Perforación de acometidas o bypass	16
Figura 1-7. Alteración de la secuencia de fases.....	17
Figura 1-8. Cortocircuitar en los Terminales de Salida de los Circuitos de Corriente	18
Figura 1-9. Proceso de generación y distribución eléctrica.	21
Figura 1-10. Índice anual de pérdidas no técnicas de energía 2015-2019	21
Figura 2-1, rango de interpretación del coeficiente de correlación	37
Figura 3-1 UPZ 82 Patio bonito	39
Figura 3-2 Entrada de energía eléctrica de los circuitos de Media Tensión en MWh	41
Figura 3-3 Número de Clientes por Circuito de Media Tensión.....	41
Figura 3-4 Tipo de Clientes por Circuito de Media Tensión	42
Figura 3-5 Pérdidas de energía eléctrica de los circuitos de Media Tensión en MWh....	43
Figura 3-6 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Pesquero (kWh).	44
Figura 3-7 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Pesquero (kWh).....	44
Figura 3-8 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Bosalinda (kWh).	45
Figura 3-9 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Bosalinda (kWh).	45

Figura 3-10 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Reina (kWh).....	46
Figura 3-11 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Reina (kWh).	46
Figura 3-12 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tierra Buena (kWh).....	47
Figura 3-13 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tierra Buena (kWh).	47
Figura 3-14 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tablado (kWh).	48
Figura 3-15 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tablado (kWh).....	48
Figura 3-16 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Boscan (kWh).	49
Figura 3-17 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Boscan (kWh).....	50
Figura 3-18 Comparativo pérdidas no técnicas en circuitos media tensión.....	51
Figura 3-19 sumatoria semestral en los circuitos con mayor pérdida no técnica.	55
Figura 3-20 gráfica dispersión facturado vs. registrado en septiembre 2019	56
Figura 3-21 gráfica dispersión facturado vs. registrado en octubre 2019.....	57
Figura 3-22 gráfica dispersión facturado vs. registrado en noviembre 2019	58
Figura 3-23 gráfica dispersión facturado vs. registrado en diciembre 2019	58
Figura 3-24 gráfica dispersión facturado vs. registrado en enero 2020	59
Figura 3-25 gráfica dispersión facturado vs. registrado en febrero 2020	60
Figura 3-26 Ubicación de los transformadores de baja tensión	61
Figura 3-27 Geocalización de los circuitos de media tensión en la UPZ 82	62
Figura 3-28 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Septiembre 2019	62
Figura 3-29 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Octubre 2019.....	63
Figura 3-30 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Noviembre 2019	64
Figura 3-31 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Diciembre 2019	64
Figura 3-32 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Enero 2020.....	65
Figura 3-33 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Febrero 2020	65
Figura 3-34 Inspecciones DELTEC	66

Figura 3-35 Acciones fraudulentas identificadas en la UPZ 82	67
Figura 3-36 Mapa de calor pérdidas no técnicas general con fallas reportadas.....	67
Figura 3-37 Plano de barrios UPZ 82 Patio Bonito.	68
Figura 4-1 gráfica de retorno de la inversión.....	77

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1 Identificación los circuitos	40
Tabla 2 Cantidad de circuitos de baja tensión relacionados con los de media tensión....	40
Tabla 3 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida septiembre 2019 ...	52
Tabla 4 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida octubre 2019	52
Tabla 5 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida noviembre 2019	53
Tabla 6 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida diciembre 2019	53
Tabla 7 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida enero 2020	54
Tabla 8 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida febrero 2020.....	54
Tabla 9 Lista de verificación	72
Tabla 10. Cronograma Estrategia No. 1.....	74
Tabla 11. Cronograma Estrategia No. 2.....	75
Tabla 12 Contadores análogos priorizados para el cambio por contadores monitoreado por red	76
Tabla 13. Cronograma Estrategia No. 3.....	77
Tabla 14 Personal mínimo para la ejecución del plan de reducción.....	78

Lista de ecuaciones

Ecuación 2-1, valor de las pérdidas no técnicas	24
Ecuación 2-2, costo unitario de la prestación del servicio	24
Ecuación 2-3, costo unitario de la prestación del servicio – cargo fijo.....	24
Ecuación 2-4, costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final	25

Introducción

En Colombia, según los datos existentes en la empresa comercializadora de energía Enel Codensa, en los últimos años se ha observado el incremento del hurto de energía eléctrica, lo cual involucra un alto nivel de riesgo para los ciudadanos colombianos que hacen uso y manipulación directa de las redes eléctricas, adicionalmente resultan inmiscuidos en procesos legales debido a la modificación técnica e ilegal de las redes de suministro, todos estos aspectos causan considerables pérdidas a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica que oscilan entre los 130.000 millones de pesos y 150.000 millones de pesos (Enel Codensa, 2018).

Por esta razón, en este estudio se pretende determinar y cuantificar las pérdidas de energía eléctrica no técnicas en la UPZ 82 Patio Bonito de la ciudad de Bogotá. D.C., teniendo en cuenta que este sector cuenta con zonas de tarifación residencial, comercial e industrial, adicionalmente se evidencia una gran cantidad de fallas administrativas y técnicas de clientes que están asociados al hurto o fraude de energía.

Para tal efecto el presente estudio expone temática relacionada a las pérdidas no técnicas y un plan de reducción para minimizar su impacto, desde el punto de vista metodológico, la idea central es generar una orientación desde la postura de los autores para demarcar cursos de acción en la recolección y procesamiento de los datos que permitan disminuir las pérdidas económicas que se generan en las empresas comercializadoras de energía y los usuarios quienes son los principales afectados.

Planteamiento del Problema

La defraudación de energía eléctrica es una problemática frecuente a nivel mundial, lamentablemente los hurtos causados por consumidores finales aumentan cada vez más, encontrando distintas formas técnicas de manera clandestinas para alterar la medición y tarificación del servicio de energía eléctrica.

El hurto eléctrico no solo coloca en riesgo la vida al ponerse en contacto y manipulación directa de las redes eléctricas de baja y media tensión, además de problemas legales por la manipulación técnica, sino que existen pérdidas millonarias a las empresas que a largo plazo perjudican al usuario final (cliente).

Para entrar en el análisis del panorama nacional es necesario observar algunos casos de estudios a nivel mundial uno de ellos es en el Caribe, según el informe de República Dominicana en la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) del 2014, indica que los países de más bajos ingresos son los que generan mayor pérdida de energía eléctrica no técnica (Morrison, 2014). Dentro de estas se presentan las 3 comercializadoras de energía de República Dominicana, Edenorte, Edesur y Edeeste, que cuantifican cifra de pérdida en el 33 % la cual no es facturada, por lo tanto, estos ingresos no se ven reflejados en la economía de estas empresas comercializadoras (Morrison, 2014).

Con esta cifra pérdida del 33 % y en relación con el informe de indicadores del Desarrollo Mundial 2014 (World Development Indicators), donde posiciona a República Dominicana en el cuarto lugar de los 147 países en los que se realizó el estudio de pérdidas de energía, revelando las pérdidas oficiales entre US\$497.4 millones de dólares

Cabe destacar que se demostró que el 98% de los usuarios realizan la cancelación o pago de las facturas de consumo energético, lo cual indica que la mayoría de pérdidas son generadas por el hurto clandestino de energía, para ello, es imprescindible realizar planes de contingencia que permitan minimizar el impacto de hurto, y así disminuir las pérdidas de energía (Morrison, 2014).

Históricamente, el incremento de las pérdidas de energía que se generan a nivel mundial también repercuten drásticamente en Colombia, en las estadísticas del 2018 en el sector eléctrico de Bucaramanga, se evidenció que la defraudación de fluidos es uno de los delitos más frecuentes, el cual se encuentra tipificado en el Código Penal Colombiano, artículo 256 y en el Código de Policía, artículo 28, los cuales son penalizados con las multas económicas y hasta la pena privativa de la libertad, lamentablemente estas leyes son de poco conocimiento ciudadano.

Pero existe un problema aún más grave relacionado con la alta accidentalidad y fatalidad que se genera al actuar indebidamente y por ahorrar dinero, este tema es más frecuente en la población de estratos 1, 2 y 3 quienes arriesgan sus vidas, en el último año se evidenciaron cuatro (4) accidentes graves y uno (1) fatal (Redacción Vanguardia, 2019).

Además, estas pérdidas no técnicas, representan en el departamento de Santander una cifra de 100 Gigavatios perdidos, que corresponde \$48.549 millones de pesos anualmente, esto significa una pérdida no técnica total del 11.26% de la potencia que se comercializa en el departamento. Las 3 ciudades que se destacan con mayor pérdida de energía eléctrica son Bucaramanga, Barrancabermeja y San Alberto, cabe destacar que estas pérdidas técnicas no solo se evidencian en las comunidades vulnerables, ya que también se encuentran casos en industrias con pérdidas considerables, según informa el subgerente de conexiones de ESSA (Redacción Vanguardia, 2019).

De la misma manera en Bogotá, el incremento de las pérdidas de energía no técnicas en el sistema de comercialización de la ciudad, presenta un elevado costo para los usuarios y las empresas comercializadoras de energía, se encuentra que en los últimos 5 años estas pérdidas no técnicas alcanzaban estadísticamente un promedio mayor al 7% de la energía que se comercializa en Bogotá (Enel Codensa, 2018).

Al observar que el fenómeno del hurto de energía eléctrica es sistemático y va en aumento, nacional e internacionalmente, se hace necesario generar un estudio que analiza la información del delito durante 6 meses consecutivos y así mismo proponer un plan para lograr la disminución de las pérdidas no técnicas que salven vidas humanas y favorezca económicamente al sector energético.

Es así como en la presente investigación se analizan los eventos técnicos en la UPZ 82 Patio Bonito en la ciudad de Bogotá, donde han detectado situaciones relacionadas con

pérdidas no técnicas recurrentes aproximadas de 500.000 kWh mensuales, equivalentes a 250 millones de pesos, costo que ha sido mitigado mes a mes por los usuarios y los comercializadores del sector.

Formulación

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea la siguiente pregunta de investigación: ¿Cuáles son las pérdidas no técnicas en la UPZ 82 patio bonito de la ciudad de Bogotá?

Objetivo General

Determinar y cuantificar las pérdidas de energía eléctrica no técnicas en la UPZ 82 Patio Bonito de la ciudad de Bogotá. D.C.

Objetivos Específicos

- Calcular las pérdidas de energía no técnicas en cada uno de los circuitos de los circuitos de baja tensión en la UPZ 82 zona de Patio Bonito en el transcurso de los últimos 6 meses.
- Analizar la dispersión entre los valores facturados por el operador de red al cliente y los registrados por el circuito mediante métodos estadísticos apropiados.
- Realizar un análisis comparativo mediante un mapa de calor donde se ubiquen los circuitos con mayor pérdida de energía no técnica.
- Identificar las causas de pérdidas no técnica mediante las mediciones en campo reportadas en bases de datos por la empresa DELTEC.
- Establecer un plan para la reducir las pérdidas no técnicas en la UPZ 82 Patio Bonito de la ciudad de Bogotá.

Alcance

La presente investigación, obtiene las mediciones reales en la UPZ 82 Patio Bonito reportadas en bases de datos por la empresa DELTEC de los 6 meses consecutivos,

septiembre 2019 – febrero 2020, en los circuitos de media y baja tensión y los consumos facturados en los contadores de cada uno de los clientes residenciales, comerciales e industriales de la UPZ 82.

Esta información es organizada y analizada para generar la información estadística y mapas de calor, así mismo se realiza una correlación geográfica de los datos con el propósito de proponer un plan para reducir las pérdidas no técnicas y evaluar una posible disminución de las mismas.

Capítulo 1. Marco Teórico

Para la realización de la investigación se hace necesario establecer los siguientes conceptos y antecedentes:

1.1 Antecedentes Investigativos

A continuación, se exponen algunos casos a nivel internacional y nacional de estudios realizados con respecto a las pérdidas no técnicas en los sistemas de energía eléctrica.

1.1.1 Antecedentes Internacionales.

A nivel internacional el primer antecedente internacional, Romero, E & Guerra, J & Tapia, I & Morales, J & Ramírez, E, (2018) desarrollaron una investigación titulada “Implementación de un prototipo de medidor de energía eléctrica residencial considerando la reducción de pérdidas no técnicas por hurto” (p.66). De la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo- Ecuador. En el cual evidenció como objetivo general, el diseño acompañado del análisis detallado de cada parte que lo integra, del esquema electrónico y algorítmico que permiten la implementación final. Para la obtención y análisis de resultados se emplearon pruebas estadísticas, a continuación, se detalla el procedimiento seguido.

En relación a la metodología el estudio, “se basó en un análisis histórico bibliográfico de datos relacionados con la problemática para establecer requerimientos funcionales hardware y software” (Romero et al., 2018, p 69).

En cuanto a los resultados, se determinó que el prototipo de Medidor Inteligente de Energía Eléctrica Residencial (MIEER) debe satisfacer requerimientos como: bajo costo, fácil instalación, soportar condiciones ambientales severas, proporcionar mediciones precisas de corriente, voltaje y potencia, además de detectar la manipulación en el medidor de

energía, comunicar y facturar el fraude o hurto de energía en la acometida, medir, acumular y visualizar en valores monetarios el consumo de energía eléctrica; suspender y reconectar el suministro en forma remota (Romero et al., 2018, p 69),

El estudio permitió concluir que la implementación del medidor inteligente de energía eléctrica es capaz de reconocer fraude o hurto de energía tanto en la acometida como dentro del medidor, además utiliza tecnología Ethernet como medio de comunicación con la Empresa Suministradora de Energía Eléctrica de la región (ESEER) y permite visualizar voltaje, corriente, potencia y consumo de energía en valores monetarios, se comprobó que el sistema puede medir valores reales RMS de voltaje con un error de ± 0.1 V y de corriente con un error de ± 0.3 A cuando las cargas son altas y es sensible incluso para corrientes AC despreciables similares a la de un cargador de celular (Romero et al., 2018, p 80).

Seguidamente, se identificó la investigación de Arroyo (2015) titulada “Implementación de un Sistema de Telegestión en la Empresa Eléctrica pública de Guayaquil” (p.1). de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil- Ecuador, en este estudio afirma Arroyo (2015) que la principal intención fue “elaborar una propuesta para la implementación de un sistema de Telegestión y adquisición de tecnología de telecomunicaciones a nivel regional para el control de energía eléctrica” (p.17).

Es importante destacar que la investigación se orientó a un método cuantitativo, bajo un análisis estadístico de datos, en donde se analizó la infraestructura y tecnologías de medición avanzada actuales que se encuentren funcionando en las diferentes empresas eléctricas, a nivel mundial, para que sirvan como base del diseño que se desea implementar para prestar el servicio de telegestión.

Se determinaron los requerimientos técnicos necesarios de frecuencia y potencia a ser utilizado en la propuesta de diseño. Finalmente se realizó un diseño para la propuesta de integración de la nueva plataforma de tecnología necesaria a la red de comunicación. Con las acciones indicadas se alcanzó el objetivo principal que consistía en elaborar una propuesta para la implementación de un sistema de Telegestión y adquisición de tecnología de Telecomunicaciones a nivel regional para el control de energía eléctrica (Arroyo, 2015, pp.71-72).

1.1.2 Antecedentes Nacionales.

Como primer antecedente nacional se presenta el estudio de Correa Salamanca, (Correa, 2016, p 1). titulado “Evaluación de los procedimientos en el diagnóstico de pérdidas de energía eléctrica implementados por EDEC S. A” de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Según Correa (2016) el trabajo estableció como principal objetivo “evaluar la implementación de los procedimientos de diagnóstico de pérdidas eléctricas utilizados por la empresa EDEC S.A., aplicados en la zona centro oriente del departamento de Boyacá” (p.12).

El estudio inicio a raíz de los problemas de las pérdidas de energías no técnicas generadas en los departamentos de Risaralda y Boyacá en los que se basó el estudio, por tanto, la idea central fue evaluar la eficiencia y la calidad de la energía, ejecutándose a través de enfocar y encontrar las pérdidas de energía no técnicas, por lo cual se tuvo en cuenta la medición, selección, detección, normalización y el control, las cuales se llevaron a cabo a clientes del sector industrial con equipos de medida semidirecta e indirecta su registros de energía se realizan a través de Circuitos de Corriente (TC's) y Circuitos de Tensión (TP's) con exactitud de clase 0.5 y medidores de energía activa y reactiva (Correa, 2016).

Finalmente, a través de este método, y la presentación de los resultados, se generaron las conclusiones del estudio que permitieron constatar que “el diagnóstico de pérdidas no técnicas utilizados por la empresa EDEC S.A en el departamento de Risaralda (zona de Pereira) detectaron y controlaron pérdidas no técnicas que se presentan en este departamento. Con la elaboración del formato de relación de procedimientos de pérdidas no técnicas del departamento de Risaralda (zona de Pereira)” (Correa, 2016, p.62).

Se verificó, que un 100 % de los pasos del procedimiento de macromedición son aplicados por la zona centro, un 86,6 % del procedimiento de revisiones de medida directa se ajusta a la necesidad de la zona centro y un 100 % del procedimiento de revisiones de medida semidirecta e indirecta aplican para la zona centro del departamento de Boyacá. Con la aplicación del formato se encontró que la zona centro del departamento de Boyacá no cuenta con procedimientos que estén incluidos en el sistema de gestión de calidad que maneja la empresa EDEC S.A, por lo cual fue necesario ajustarlos para revisiones de medida directa, semidirecta e indirecta, logrando unificar los conceptos técnicos manejados por el personal operativo de EDEC S.A (Correa, 2016, p.62).

En relación al segundo antecedente nacional, se expone la investigación de Romero, D & Vargas, A (2010) titulado “Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia” (p.221). de la Pontificia Universidad Javeriana- Colombia. Se presentó como objetivo inicial el modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía en Colombia, con una metodología descriptiva, cuantitativa y proyectivo.

Continuando con la descripción del antecedente el método utilizado en la respectiva investigación fue la realización de algunas simulaciones, guiadas a exponer el esquema real e inicial de pérdidas, de forma tal que les permitiera conseguir el mayor nivel de utilidad. Para finalizar en las conclusiones se formó una simulación que buscaba minimizar las pérdidas y maximizar los niveles de eficacia para generar un beneficio. La trazabilidad y vigilancia de los planes de reducción de pérdidas requiere un gran compromiso por parte del operador de red, por lo que es de suma importancia realizar monitoreo al resultado del esfuerzo (Nivel de pérdidas) y no el esfuerzo realizado (Plan de reducción de pérdidas). Para la ejecución de un esquema de incentivos se debe inicialmente precisar procedimientos de revisión constante del nivel de pérdidas, definiendo estándares de medición confiables y optimizar los sistemas de información existentes. (Romero, D & Vargas, A, 2010).

Las investigaciones reveladas aportan datos importantes, inicialmente que el hurto de energía eléctrica mediante conexiones directas o manipulación de los equipos de la red le ocasionan pérdidas económicas a la empresa distribuidora de energía, ya que esto es una problemática muy frecuente, se observó que en los análisis realizados se encuentran altos porcentajes equivalentes a la producción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, ya que la empresa distribuidora no recibe ningún beneficio por esta energía eléctrica utilizada.

Otro criterio que prevaleció en las conclusiones de los estudios, se menciona en primera instancia, los incentivos que la empresa distribuidora puede recibir por reducir las pérdidas no técnicas de energía, ya que si cumple con los porcentajes propuestos recibe una retribución económica a favor de ella, pero si no cumple con su plan de reducción de pérdidas le ocasionará pérdidas monetarias y sanciones por parte de la entidad que regula la prestación del servicio.

En segunda instancia, la falta de mantenimiento preventivo de las instalaciones eléctricas que, aunque no forman parte de las pérdidas no técnicas sino de las técnicas, representan

un factor latente para promover el hurto de energía facilitando la ausencia de medidas de seguridad a personas inescrupulosas que irrumpen en medidores y otros sistemas directos de la distribución, como conclusión de los antecedentes, es relevante hacer la observación con respecto a las medidas disuasivas y de prevención para minimizar el impacto de pérdidas no técnicas de energía, no solo deben ser responsabilidad de la empresas de suministro eléctrico, en el caso de la investigación actual Codensa S.A., también debe existir una intervención de los entes reguladores del servicio del fluido eléctrico desde el punto de vista legal, ya que si se endurecen las multas y penas para las personas que cometan el delito de robar o hurtar energía y crean campañas de concientización porque la intervención ciudadana y la cultura social es vital para dar solución al problema.

1.2 Pérdidas

Antes de entrar en materia teórica de la descripción del fraude, es importante definir las características principales de las pérdidas técnicas y no técnicas:

1.2.1 Pérdidas Técnicas.

Estas pérdidas consisten en la energía que no se aprovecha, ya que es consumida en los ciclos de generación hasta su comercialización, la gran mayoría están concentradas en la transmisión de energía consumida en sus circuitos, redes y otros equipos del sistema de distribución y las cuales pueden ser determinadas por la empresa mediante métodos de medición (Ministerio de Minas y Energía 2010). Estas pérdidas no son posibles de reducir totalmente ya que son generadas de manera natural por el recalentamiento de sus conductores en el transporte y la generación del efecto Joule, así como por las ocasionadas en las líneas de transmisión por el efecto corona.

1.2.2 Pérdidas No Técnicas.

Estas consisten en la energía que es aprovechada por diferentes grupos o sectores de la sociedad generadas por fallas en los equipos de medición, errores administrativos, falta o fallas en la facturación y principalmente por conexiones ilegales o manipulación de las instalaciones eléctricas y equipos de medida, esta energía no es facturada por la empresa comercializadora generando problemas financieros (Ministerio de Minas y Energía 2010).

Las pérdidas no técnicas, resultan de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, están compuestas por:

- **Pérdidas Sociales.**

Son aquellas que se producen por el hurto indiscriminado de energía en las periferias de la ciudad donde hay poca inversión por parte de la empresa comercializadora, ya que estos sitios son asentamientos de barrios ilegales en los cuales resulta prohibida la instalación de redes por parte de las autoridades, y adicional a esto son barrios de bajos recursos donde se haría imposible el recaudo de esta energía, causada por la dificultad en la toma de lectura por los índices de seguridad física y técnica para el personal de la empresa.

- **Pérdidas Comerciales.**

Son aquellas en donde los clientes de la empresa deciden alterar los equipos de medición y las instalaciones eléctricas, con el único fin de generar disminución en los consumos registrados por la empresa comercializadora, en estas están incluidas todas las fallas en los equipos y errores administrativos.

- **Desviación de Energía.**

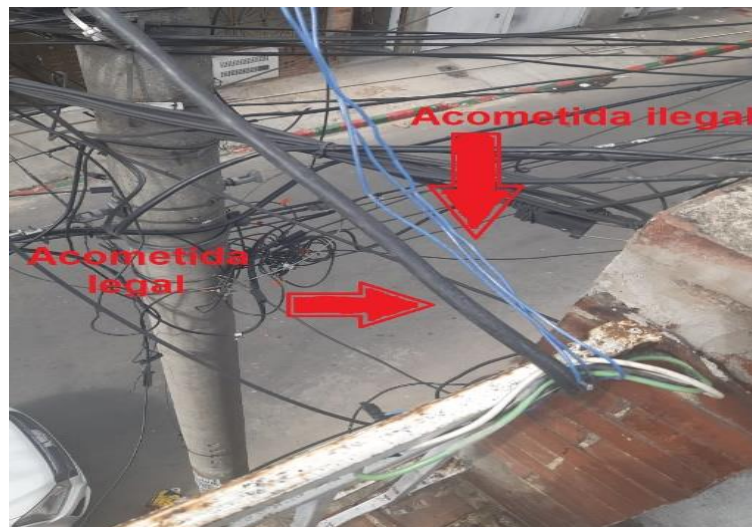
Se refiere a todas las acciones que realizan los clientes para realizar una desviación de la energía consumida para que esta no sea registrada por el equipo de medición, esta desviación se puede realizar ya sea con una acometida adicional o la intervención en el medidor de energía.

1.3 Principales Tipos de Fraude

1.3.1 Conexiones y alteraciones de las instalaciones previas al medidor.

Consiste en la alteración de las acometidas en donde se interviene realizando una derivación de esta o presentan doble acometida con el fin de que la energía consumida no sea registrada por el equipo de medida (medidor) como se muestra en la (Figura 1-1)

Figura 1-1. Conexiones y alteraciones de las instalaciones previas al medidor



Fuente: Autor

- **Cambio fase invertida en las entradas del medidor.**

Al realizar este cambio de la fase de entrada por la de salida esto genera que el medidor electromecánico gire inversamente y así disminuye la lectura del medidor hasta ajustarla a la necesidad de los infractores como se muestra en la (Figura 1-2).

Figura 1-2. Cambio fase invertida en las entradas del medidor



Fuente: Autor

▪ **Perforaciones en la tapa principal del medidor.**

Esta acción la realizan con el fin de poder detener el disco perforando la tapa principal de tal modo que introduciendo un alambre frene el disco con el único fin de que no pueda avanzar el numerador del medidor como se muestra en la (Figura 1-3).

Figura 1-3. Perforaciones en la tapa principal del medidor

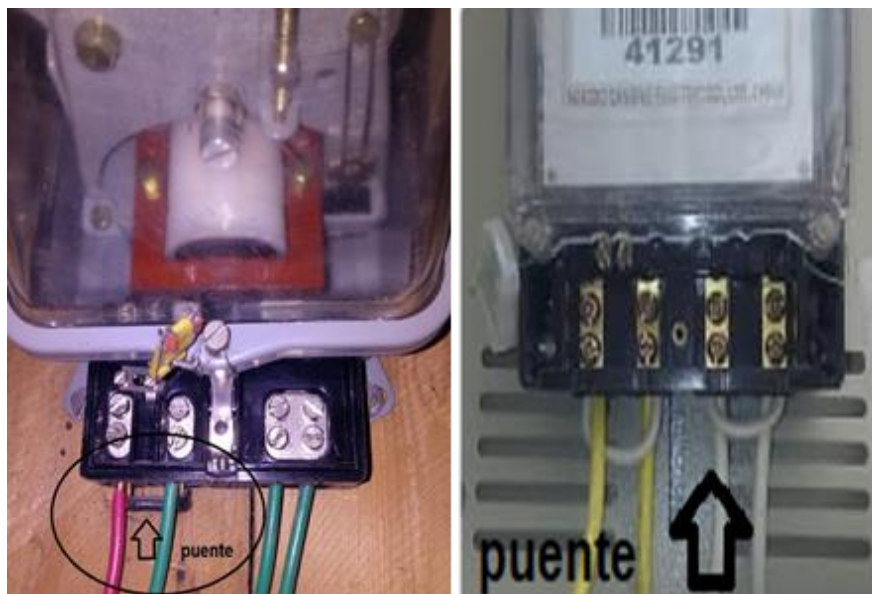


Fuente: Autor

- **Puentes en la bornera de conexión del medidor.**

Estos puentes son colocados uniendo la fase de entrada y la fase de salida en la bornera del medidor, para que la corriente que se genere en el interior del predio circule por este puente y no ingrese al medidor, a mayor calibre del puente la corriente que se ve reflejada en la bobina del medidor va ser menor como se muestra en la (Figura 1-4).

Figura 1-4. Puentes en la bornera de conexión del medidor



Fuente: Autor

1.3.2 Conexiones Ilegales o Directas.

Son todas qué conexiones anómalas que se realizan en la red con el fin de abastecer de energía a los distintos predios en los cuales no cuentan con un equipo de medida como se muestra en la (Figura 1-5)

Figura 1-5. Conexiones ilegales o directas

Fuente: Autor

- **Perforación de acometidas o bypass.**

El bypass corresponde a la derivación clandestina de la acometida con el fin de suministrar energía sin ser registrada por el equipo de medida como se muestra en la (Figura 1-6)

Figura 1-6. Perforación de acometidas o bypass

Fuente: Autor

- **Alteración de la secuencia de fases.**

Este tipo de fraude lo realizan en el bornero de conexión retirando las fases de la salida del medidor y colocándolas en las fases de entrada para que el equipo de medida no registre el consumo generado como se muestra en la (Figura 1-7)

Figura 1-7. Alteración de la secuencia de fases



Fuente: Autor

- **Cortocircuitar en los terminales de salida de los circuitos de corriente.**

Este fraude se realiza en equipos con medida semidirecta, como se puede observar en la (Figura 1-8) el cual consiste en colocar un puente en la entrada y salida de las señales de corriente del circuito con el fin de que esta quede circulando en el circuito y no sea registrada por el equipo de medida

Figura 1-8. Cortocircuitar en los Terminales de Salida de los Circuitos de Corriente



Fuente: Autor

1.4 Índice de Pérdidas.

Este indicador permite cuantificar y evaluar en cada uno de los procesos del sistema eléctrico, desde su generación hasta la entrega de energía al usuario final, con el único fin de generar un dictamen para así tener el control permanente de todo el sistema.

El índice de pérdidas facilita el evaluar y analizar la información para realizar las correcciones técnicas y/o administrativas y así reducir las pérdidas económicas mediante estrategias necesaria para detectar las pérdidas de energía eléctrica.

La no existencia de estrategias internas o la poca efectividad de las mismas generan varios efectos desde el punto de vista empresarial con pérdidas financieras, ya que estas pérdidas generan un deterioro sobre las redes, equipos e instalaciones que le exige a las empresas realizar fuertes inversiones para poder continuar prestando el servicio, inclusive la inversión que se realiza a las redes y equipos ya sean nuevos o por mantenimiento

incluye acciones de sobredimensionamiento para que puedan soportar la demanda de los consumidores.

Adicionalmente se identifica una segunda pérdida económica relacionada con el detrimento de los ingresos que es causada por la energía que no es facturada pero si consumida por hechos delictivos, es así que las empresas deben invertir en programas de control y recuperación de energía teniendo en cuenta que estos programas no son de resultados a corto plazo, puesto que deben ser sostenibles y permanentes, ya que las acciones delictivas de los usuarios generan un círculo vicioso, el cual en ocasiones es autorizado por personal de la empresa para beneficio propio o de terceros.

1.4.1 En el orden social.

La ausencia de controles adecuados por parte de la empresa de energía eléctrica y la falta de legislación y escasa presencia de las autoridades en estas zonas de clase media y baja, han creado en algunos de los usuarios una conciencia delictiva, la cual conlleva a que los usuarios que generalmente cumplen con el pago de sus factura sean incitados a unirse a este tipo de grupo de usuarios, que hace uso de las redes indiscriminadamente de forma ilegal para no tener que pagar ningún tipo de retribución económica por el uso de esta energía eléctrica generalizándose así las situaciones irregularidad.

1.4.2 En el orden de la ética y la moral.

El hurto de la energía eléctrica se percibe dentro de la población como algo normal al realizar la manipulación de los equipos de medidas y las conexiones ilegales para poder obtener mediciones bajas en sus facturaciones, en algunos casos las personas de escasos recursos lo hacen para poder tener la energía mínima necesaria para vivir con algo de confort, pero en otros casos donde lo realizan los sectores comerciales e industriales que si poseen los recursos y lo hacen con el único fin de disminuir sus costos y lucrarse

económicamente sin pensar en los problemas financieros que puede producir sin tener en cuenta la fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población.

1.4.3 En los aspectos de seguridad.

Para apoderarse en forma ilegítima de la energía eléctrica, los usuarios producen importantes afectaciones sobre las instalaciones, que conducen a un pronto deterioro de las mismas con serias consecuencias para la seguridad pública. (Tama, 2018)

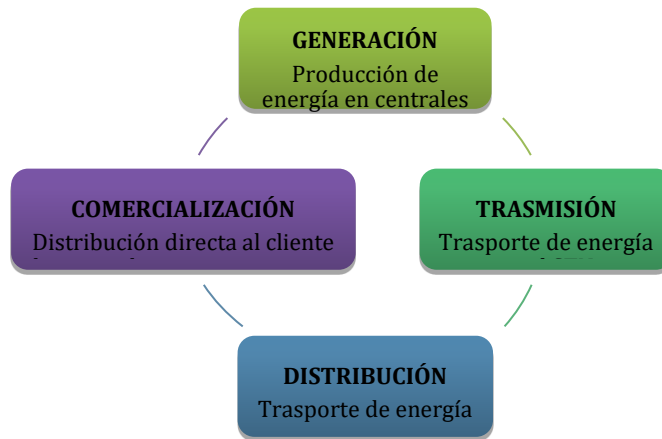
1.5 Proceso de generación y distribución eléctrica

A continuación, se realiza una descripción corta y clara del proceso energético, se hace mención en la cadena de producción, inicialmente en la generación, en donde se produce la energía eléctrica en centrales hidroeléctricas, térmicas, eólicas entre otras.

Seguido en la transmisión en donde se opera y transporta la energía eléctrica en el STN, operada a su vez a tensiones iguales o superiores a 220 kV., en este proceso se da un monopolio natural (Romero & Vargas, 2010).

Posterior a ello, viene la distribución, donde se opera y transporta en los STR y SDL, ya se ubican en monopolios regionales de distribución con ingresos base en señales de eficiencia, estos son responsables de la expansión y el crecimiento en donde se deben establecer parámetros de calidad del servicio, finalmente, la comercialización es el proceso definitivo de por el cual se procede a dar energía a los clientes, y se da el destino final a través de la distribución directa a los hogares y locales comerciales, en esta se disponen ciertas regulaciones legales, y se generan contratos de servicios, todo el proceso se puede visualizar de forma resumida a continuación (Romero & Vargas, 2010)

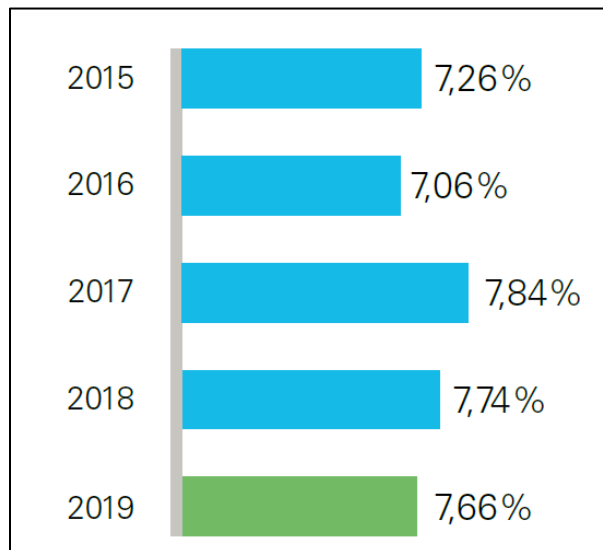
Figura 1-9. Proceso de generación y distribución eléctrica.



Fuente: (Romero & Vargas, 2010)

En el informe titulado: memoria anual 2019 que publicó (Codensa, 2020), se hace referencia al índice anual de pérdidas no técnicas de energía, evidenciándose (figura 1-10) que en el año 2017 se registró el mayor índice de pérdidas con un 7.84%, sin embargo, durante los años 2018 y 2019 se registró una leve disminución que no deja de preocupar a las empresas generadoras y comercializadoras (Codensa, 2020).

Figura 1-10. Índice anual de pérdidas no técnicas de energía 2015-2019



Fuente: (Codensa, 2020)

1.6 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Según lo anterior, es relevante mencionar que, para las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, las pérdidas no técnicas son una de sus mayores preocupaciones y estas son causales de problemas financieros y posibles sanciones que los organismos reguladores, entre ellos la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) quien determina las sanciones por no prestar un servicio continuo y de calidad,

En la actualidad se encuentra en el servicio eléctrico pérdidas de energía no técnicas, causadas por:

- **Fraude:**

Es la modalidad en la cual el cliente realiza una adulteración al equipo de medida e infraestructura para que la factura final sea de un menor valor a la energía consumida por él.

- **Hurto:**

Consiste en la energía sin legalizar, en la cual el cliente realiza conexiones directas o clandestinas de la red de distribución, esta modalidad se da por dos razones en las cuales el cliente quiere que la empresa distribuidora no facture el monto total consumido, o esta energía eléctrica no está disponible de manera legal para ellos por falta de una adecuada campaña de comercialización para el sector.

- **Fallas administrativas:**

Estas pérdidas de energía eléctrica no técnica se derivan del mal funcionamiento en los procesos de gestión comercial y administrativo de la empresa distribuidora y los más comunes son:

a. Facturación:

Usualmente la empresa distribuidora de energía eléctrica suele realizar estimación de consumos promedios o factor de ponderación de medidores y esto no es muy adecuado, ya que el consumo por parte de los clientes puede ser de un valor mayor o menor al facturado por este método.

b. Nuevos clientes:

Las empresas distribuidoras de energía por lo general tienen mano de obra subcontratada y estos contratistas al realizar la instalación de nuevos medidores a los clientes tardan en entregar la información requerida al departamento comercial de la empresa, ocasionando que la información no sea ingresada al sistema y su consumo no genere el cobro de energía inmediato.

c. Errores del personal:

El personal encargado puede cometer errores en la digitación de la información causando afectación en la calidad de los datos registrados por el departamento comercial de la empresa.

d. Lectura de medidores:

Es uno de los procesos más relevantes para que la distribuidora de energía no tenga pérdidas de energía considerables, pueden darse al momento en el cual el personal encargado de tomar la lectura del medidor ingresa un dato equívoco, por este motivo hay que tener un personal con experiencia para realizar esta labor. Adicionalmente, el estado en el que el equipo de medida que se encuentra puede tener un daño y no esté registrando el valor real de consumo del cliente.

Ante lo mencionado, es importante, tener en cuenta el costo unitario de prestación de servicio y costo de distribución respectivamente: Es por esto que, para hallar el valor de las pérdidas no técnicas, (2.1) es:

Ecuación 1-1, valor de las pérdidas no técnicas

$$LNT = Edisp - LT - EF \dots\dots\dots (2.1)$$

Dónde:

- Edisp*: Energía disponible estimada (kWh)
- EF*: Energía total facturada (kWh)
- LT*: Pérdidas técnicas calculadas (kWh)
- LNT*: Pérdidas no Técnicas (kWh)" (Apaza, 2017, p.53).

Por otra parte, la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 119 de 2007 establece el costo unitario de prestación de servicio (2.2 y 2.3) consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, esto se expresa en la siguiente fórmula:

Ecuación 1-2, costo unitario de la prestación del servicio

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \dots\dots\dots(2.2)$$

Ecuación 1-3, costo unitario de la prestación del servicio – cargo fijo

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dónde:

- n: Nivel de tensión de conexión del usuario
- m: Mes para el cual se calcula el CU
- i: Comercializador minorista
- j: Es el mercado comercializador
- CUv: Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh)
- G: Costo de compra de energía

- T: Costo por uso del Sistema de Nacional Transmisión
- D: Costo por Uso de sistemas de distribución
- Cv: Margen de comercialización
- R: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación
- PR: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía
- CUf: Componente fija del costo unitario de prestación del servicio \$/factura)
- Cf: Costo base de comercialización

Ahora los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final (2.4) serán definidos con base en la siguiente expresión:

Ecuación 1-4, costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPRSTN_{m-1}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{C_{PROG_{i,j}}}{V_{m,i,j}} \right) \dots \dots \dots (2.4)$$

Dónde:

G m, i, j: Costos de compra de energía (\$/kWh) del comercializador minorista (i), en el mercado de comercialización (j), para el mes (m) determinados conforme se establece en el capítulo III de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 119, 2007

PRSTN m-1:

Fracción de la demanda real del comercializador minorista (i) que corresponde a las pérdidas de energía por uso del sistema de transmisión nacional asignadas por el ASIC durante el mes (m-1), conforme a la metodología vigente.

IPR n, m, j:

Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el mercado de comercialización (j), en el mes (m), acumulados hasta el nivel (n), del sistema de distribución respectivo.

T_m: Cargos por uso de sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes (m) determinados conforme el Artículo 9 de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 119, 2007.

C_{PROG i, j}:

Costo anual expresado en pesos, asignado al comercializador minorista, del programa de reducción de pérdidas No Técnicas aprobado por la CREG para un OR.

V_{m, i, j}:

Ventas totales facturadas a usuarios finales, regulados y no regulados del comercializador minorista (i), en el mercado de comercialización (j), calculadas en los doce meses anteriores al mes (m-3), expresadas en kWh (Resolución del Ministerio de Minas y Energía 119, 2007, pp.6-7, 18-19)..

1.7 Proceso de las Empresas Colaboradoras asociadas a la Unidad de Pérdidas No Técnicas de Inspección Colombia

La empresa Enel Codensa tiene establecido un proceso que deben aplicar las Empresas colaboradoras asociadas, este proceso incluye 12 tareas específicas que permiten ejecutar las inspecciones enfocadas a la identificación de las pérdidas no técnicas.

En la primera tarea se realiza la ubicación del predio por parte de la cuadrilla adscrita a la empresa colaboradora y el inicio del registro documental del procedimiento (fotografía y video), la segunda tarea se refiere a la ejecución de una inspección visual para determinar los riesgos y registrar la potencia instantánea que está consumiéndose en el predio inspeccionado.

Seguidamente se dedica una tarea a informar al cliente sobre los detalles de la inspección y los deberes y derechos que le asisten durante la diligencia, destacándose que se

exceptúa del corte de servicio a los inmuebles dedicados a los servicios de salud, policivos, educativos, carcelarios y militares.

La cuarta tarea establece la ejecución de pruebas de funcionamiento que se ejecutan partiendo del alistamiento de la zona de trabajo (demarcación, revisión y verificación de la celda de medida), a continuación, se realiza el registro fotográfico como soporte para el acta de inspección que también debe incluir la verificación de la acometida del inmueble.

Las pruebas técnicas para la identificación de posibles acometidas intervenidas se realizan con los equipos debidamente calibrados y certificados, de la siguiente manera: verificación de conexiones, pruebas de continuidad, cálculos y medidas, pruebas de vacío y de integración.

La tarea número 5 del procedimiento prevé el informe de reprogramación de la inspección ante la imposibilidad de ejecutarla y las siguientes tareas (6, 7 y 8) establecen la elaboración del informe de hallazgos incluyendo los evidenciados en el medidor, las pruebas de exactitud a partir de verificación de sumatorias que es entregado al usuario.

En la tarea número 9 se contempla la corrección de las inconformidades halladas durante la inspección, teniendo como condición que estos hallazgos no se relacionen con un subregistro del consumo de energía por causas dolosas, estas correcciones pueden ser: retiro, cambio o instalación del equipo de medida y cambio de repetidor; la siguiente tarea (10) consiste en la colocación de los sellos en el medidor y la celda para evitar acciones fraudulentas posteriores.

La penúltima tarea (11) se refiere a la suspensión del servicio y relacionan las situaciones evidenciadas en las que se debe aplicar la suspensión como el incumplimiento de normas de seguridad, hallazgos dolosos que causen subregistro y por impedimento para instalar los equipos de medición entre otros. En la última se especifica la suscripción y entrega del acta como documento oficial de la diligencia practicada el usuario, en la que se detallan todas las acciones, mediciones, hallazgos y cálculos efectuados.

1.8 Marco Legal

Existen aspectos legales que deben de tenerse en cuenta y que regulan el uso de la energía eléctrica en Colombia, así como las medidas a tomar como consecuencia de la manipulación indebida de las redes de distribución y comercialización de energía, por lo que se hace necesario referenciar las leyes que tiene estrecha relación con el estudio para la reducción de pérdidas de energía eléctrica no técnicas en la UPZ 82 Patio Bonito.

1.8.1 Ley 599 de 2000.

El artículo 256 de la referida ley, establece el delito de defraudación de fluidos que castiga el tipo penal relacionado con la alteración de los medidores con el propósito de apropiarse de energía eléctrica. En el artículo 444 tipifica el delito de soborno y lo sanciona con prisión (1 a 5 años).

1.8.2 Resolución 108 de 1997.

En esta resolución se establece las condiciones contractuales para la prestación de servicios públicos, aclarando en su artículo 4 que los contratos son uniformes y consensuados y que corresponden a una retribución en dinero por parte del usuario (Resolución del Ministerio de Minas y Energía 108, 1997, p. 9).

1.8.3 Ley 142 de 1994

En la ley relacionada con el régimen aplicable a los servicios públicos domiciliarios, se crea la superintendencia de servicio públicos domiciliarios para regular este tipo de monopolios y promover la competencia sana (artículo 73). Además, tiene entre sus funciones el sometimiento de las empresas de objeto sociales diferentes que pretenden competir deslealmente con aquellas empresas dedicadas a la prestación de servicios públicos (artículo 73.2).

Otro de las funciones importantes de la superintendencia de servicio públicos domiciliarios tiene que ver con la definición de los criterios que permitan evaluar la gestión de las empresas prestadores de servicio públicos domiciliarios (artículo 73.3) y la de establecer

las formular para fijar las tarifas de los servicios públicos (artículo 73.11) y las unidades de medidas y de tiempo que permitan establecer el consumo del usuario (artículo 73.12).

En relación con los contratos de servicios públicos, se determinan los criterios para efectuar la suspensión del servicio por incumplimiento (artículo 140), destacándose como causal la alteración de las condiciones contractuales y la falta de pago, de igual manera en el artículo 141 define el incumplimiento, terminación y corte del servicio y las facultades procedimentales que puede aplicar la empresa prestadora del servicio público.

En los artículos 144, 145 y 146 la norma establece las condiciones para la instalación, control de funcionamiento y la medición del consumo de energía eléctrica a los usuarios, aclarando que, ante la imposibilidad de la lectura, la empresa prestadora del servicio podrá realizar el cálculo del consumo mediante el promedio que registren los periodos anteriores y en todo caso ajustado a las condiciones pactadas en el contrato (Ley 142,1994, pp. 34-35,60-61,65-66-67).

Capítulo 2 Metodología

2.1 Metodología

El presente estudio está dirigido a detectar información sobre las pérdidas no técnicas de energía en el Sistema de Comercialización de Energía Eléctrica en Bogotá, específicamente en la UPZ 82 Patio Bonito, se determinaron ciertos criterios a seguir para garantizar una metodología acorde a los objetivos y el problema planteado, por medio de obtención de la información y su respectivo análisis.

2.2 Diseño

La presente investigación se enmarcó dentro del tipo de diseño cuantitativo no experimental, específicamente el transversal y de alcance descriptivo, en el cual se han recolectado los datos en el intervalo de los meses de septiembre del 2019 a febrero de 2020 del Sistema de Comercialización de Energía Eléctrica en Bogotá que presta la empresa CODENSA SA. y que es supervisado por la empresa DELTEC, específicamente en la UPZ 82 Patio Bonito.

Teniendo como objeto de estudio los 237 transformadores pertenecientes a circuitos de la UPZ, donde se obtienen los datos de consumo proporcionados por la empresa distribuidora de energía eléctrica, tanto de la energía distribuida, energía consumida y pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas, que es el principal objeto de estudio en la investigación.

Teniendo en cuenta la estrategia de diseño metodológico que adoptaron los investigadores para responder al problema, se determina una postura independiente de recolección de datos para propósitos descriptivos del fenómeno de estudio y que se relacionan con la problemática identificada de pérdidas de energía no técnica que se presenta en la Localidad de Kennedy específicamente en la UPZ 82.

Como establece (Hernandez Sampieri, 2016), “para responder a las preguntas de investigación planteadas y cumplir con los objetivos del estudio, el investigador debe seleccionar o desarrollar un diseño de investigación específico”.

Los diseños cuantitativos pueden ser experimentales o no experimentales, (Hernandez Sampieri, 2016), en este caso de investigación es no experimental puesto que los datos son los obtenidos mediante tomas reales durante una sección de tiempo de 6 meses.

Una vez que se precisó el planteamiento del problema, se definió el alcance inicial de la investigación y no se formuló la hipótesis teniendo en cuenta que no se pronostica un hecho o dato relacionado con las acusas del fenómeno de estudio.

En el enfoque cuantitativo, los investigadores utilizan su diseño para describir con certeza el fenómeno de estudio relacionado con las pérdidas no técnicas en la UPZ 82 y así, aportar evidencia respecto de los lineamientos de la presente investigación.

Cuando se inicia este estudio, se revisaron los diferentes tipos metodológicos que se basan en un solo diseño o varios y, posteriormente, se realizaron indagaciones con expertos para acoger un solo diseño puesto que se tenía la información concreta de la situación de investigación, adicionalmente se observó que utilizar más de un diseño eleva considerablemente los costos de la investigación.

Tomando como base (Hernandez Sampieri, 2016), donde establece que los pasos a seguir para el diseño son:

El primer paso es elegir la variable concreta de acuerdo con algún criterio teórico, es obvio que esta variable debe estar muy relacionada con las variables dependientes. En este caso las variables a analizar es el consumo de entrada y salida de los circuitos de media tensión, y los contadores de los clientes, además de aprovechar la experiencia de los

investigadores del presente estudio, quienes como dice (Hernandez Sampieri, 2016), tienen “conocimientos previos”, que pueden establecer con más claridad las variables.

El segundo paso consiste en obtener una medición de la variable elegida para emparejar a los grupos. Esta medición puede existir, como en este caso al tener los datos de los vatios de entradas y salidas, o efectuarse antes del experimento.

El tercer paso es ordenar a la información y finalmente como cuarto paso organizarla y emparejarla para su respectivo análisis.

2.3 Técnicas e Instrumentos de Investigación

Según (Arias, 2012), es el procedimiento o forma particular de obtener datos o información. Por ende, plantea técnicas e instrumentos de recolección de datos, que incluyen encuestas, análisis información bibliográfica y observación entre otras. Para tal efecto, se emplearán instrumentos de recolección de datos como la información documental proporcionada por la empresa que refleja el consumo de pérdidas de energía no técnicas, en la totalidad de los circuitos, esta información se recolectará por medidas de consumo eléctrico empleando una comparación bajo la técnica lista de la base de datos recopilada en los 6 meses o mejor conocido como lista de verificación de la medida real que proporcione la empresa del consumo eléctrico, aunado a ello, se emplearán medidas de detección del consumo de los clientes a través de los medidores, finalmente, se usarán técnicas cualitativas como la observación simple para que los investigadores puedan plantear criterios observados en los clientes con respecto a la evasión de los pagos de energía eléctrica.

2.4 Observación Estructurada

En la presente investigación, se determina que la mejor forma de obtención de la información en una base de datos o lista de verificación, esta técnica se emplea en la

información obtenida de los circuitos de media tensión, circuitos de baja tensión y los clientes pertenecientes a cada uno de los circuitos de baja tensión que evidencian mayor lectura de consumo de pérdidas no técnicas de energía, valorando las cualidades presentes o no presentes en los sistemas energéticos procurando su procesamiento de forma numérica.

Aunque en la investigación, se empleó la observación simple que es la que se realiza cuando el investigador observa de manera neutral sin involucrarse en el medio o realidad en la que se realiza el estudio, a pesar de la neutralidad en este tipo de instrumento está presente la subjetividad al involucrar la interpretación de los datos por los investigadores, por tal motivo el estudio se enfocará a métodos mixtos en la obtención de datos tanto objetiva como subjetiva en la interpretación.

2.5 Análisis y Procesamiento de Datos

Para (Arias, 2012), bajo esta técnica se describen las distintas operaciones las que serán sometidos los datos que se obtengan, clasificación, registro, tabulación y codificación según sea el caso. Con referencia al análisis se definirán las lógicas (inducción, deducción, análisis y síntesis) o estadísticas descriptivas, que serán empleadas para descifrar lo que revelan los datos recolectados.

Además como dice (Hernandez Sampieri, 2016), el análisis y procesamiento de los datos, es el proceso final de la metodología, donde se obtienen y analizan los resultados de acuerdo a los datos allegados con el propósito de determinar cuáles son los problemas reales y comprobables planteados, en el caso de estudio, se empleará la técnica mixta, bajo un enfoque cuantitativo deductivo y estadístico para vaciar, tabular y analizar los datos cuantitativos de la base de datos o lista de verificación estructurada y todos los datos que ameriten un tratamiento cuantitativo, por otro lado, bajo un enfoque cualitativo para resumir codificar y reflejar los datos obtenidos a través de la observación simple, esta se detectará por medio del criterio de los investigadores en la observación de la información obtenida de los clientes de la UPZ 82 Patio Bonito, la idea de este tipo de observación, es identificar

y analizar algún criterio presente que pueda orientar los motivos y situaciones alrededor del posible hurto de energía.

2.6 Fases del Proceso Científico

2.6.1 Organización de la Información

Esta fase inicia con la consecución de la información relacionada con el consolidado de mediciones de consumo, pérdidas técnicas y perdidas no técnicas en cada uno de los circuitos de media tensión, baja tensión y en los medidores de los clientes.

Durante este proceso se comprobó que la base de datos de los clientes, suministrada por la empresa DELTEC, incluye los siguientes datos: nombre del circuito de media tensión, código del circuito de baja tensión, fecha, entradas de potencia, salidas de potencia, pérdidas totales, pérdidas técnicas, perdidas no técnicas y las coordenadas de ubicación de los transformadores de baja tensión y de los predios de los usuarios.

Toda la información se organizó mediante el uso de la herramienta ofimática Excel, en donde se establecieron las sumatorias y cálculos para determinar los porcentajes de pérdidas no técnicas en cada uno de los circuitos de media y baja tensión y para cada uno de los clientes. La información de las coordenadas en el consolidado de clientes se empleó para georreferenciar las zonas de ubicación de cada circuito, utilizando la herramienta de mapas 3D incluido en Excel que facilita la creación de mapas de calor.

En general toda la información se seccionó para cada uno de los meses objeto de estudio (septiembre, octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero), procediendo a realizar las gráficas de dispersión correspondiente, a partir de la información ordenada ascendientemente para las variables de valores registrados (energía que entró al circuito) y los valores facturados (energía facturada al cliente) en cada circuito de baja tensión.

2.6.2 Identificación y Análisis

Para la identificación y análisis de los datos, en cada una de las gráficas se incluyó el coeficiente de determinación (R^2) con el propósito de establecer el porcentaje de variabilidad generado en los valores facturados (eje Y) que puede ser explicado a partir de la variabilidad de los valores registrados (eje X) para cada circuito de baja tensión.

El coeficiente de correlación (R) se consigue mediante la raíz cuadrada aplicada al coeficiente de determinación, con el propósito de establecer la relación entre las variables objeto de estudio a partir del consolidado mensual de datos en los circuitos de baja tensión.

En los mapas de calor elaborados para cada mes de análisis se realizó un contraste entre la ubicación geográfica de los circuitos de baja tensión y la marca de calor resultante de los datos de pérdidas no técnicas, permitiendo identificar las zonas de mayor afectación. Adicionalmente se incluyó una tercera capa con la ubicación de las inspecciones realizadas por la empresa DELTEC que facilitó el análisis de pertinencia de las diligencias practicadas.

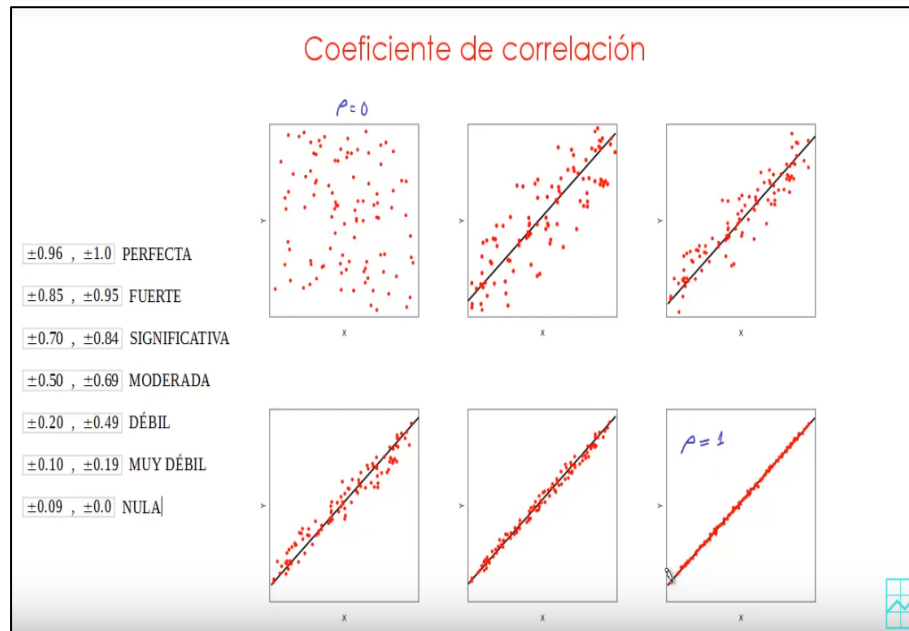
Respecto a la identificación de las causas de pérdidas no técnicas en campo, se procedió a realizar inspecciones visuales y su respectivo análisis basado en la experiencia de los investigadores.

2.6.3 Interpretación de la información

La interpretación de los resultados hallados respecto a las pérdidas no técnicas se realizó mediante la comparación de los porcentajes de pérdida no técnica para cada circuito de media tensión y de baja tensión, lo cual permitió identificar aquellos circuitos con mayor afectación por pérdida no técnica y la eventual priorización para la propuesta de intervención.

Para la interpretación de la dispersión entre los valores facturados y los valores registrados, se acogió la siguiente tabla comparativa que permite ubicar el resultado del coeficiente de correlación en el rango existente desde 0.0 a 1.0 de la siguiente manera:

Figura 2-1, rango de interpretación del coeficiente de correlación



Fuente: (Estadigrafo, 2016)

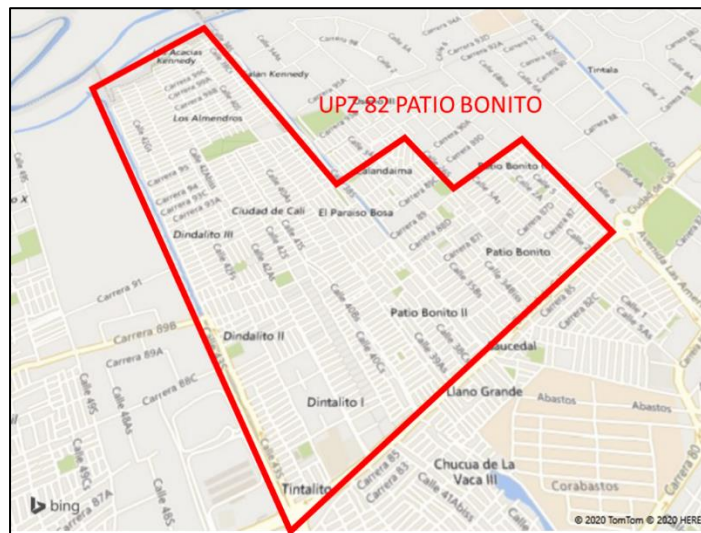
El rango de ubicación está dividido en siete sub-rangos, siendo el sub-rango más cercano al 1.0 el que establece una relación perfecta entre las variables de estudio, mientras que el sub-rango más cercano a 0.0 corresponde a la nulidad de correlación.

Capítulo 3 Investigación y análisis de la información

3.1 Investigación

La presente investigación se basa en la UPZ 82 Patio Bonito en la ciudad de Bogotá, ubicada en la localidad de Kennedy, con una extensión urbana de 294 hectáreas donde se encuentran ubicados 19 barrios con una población aproximada de 202.934 habitantes según reporte oficial del DANE de 2017.

Figura 3-1 UPZ 82 Patio bonito



Fuente: elaboración propia en excel (2020)

En esta UPZ se encuentran localizados seis (6) circuitos de media tensión que vienen alimentados de la Subestación eléctrica de CHICALA, estos circuitos son:

Tabla 1 Identificación los circuitos

CIRCUITO	IDENTIFICACIÓN DEL CIRCUITO
PESQUERO	CK11
BOSALINDA	CK13
REINA	CK17
TABLADO	CK19
T_BUENA	CK21
BOSCAN	CK22

Fuente: Fuente propia (2020)

Es allí donde se obtiene la primera información de la cantidad de energía eléctrica que ingresa al circuito desde la subestación eléctrica y la energía que sale del circuito mensualmente a los circuitos de baja tensión y de allí distribuida a los clientes de la UPZ 82 que es reportada por la empresa comercializadora quien registra la información de los medidores físicos instalados en cada predio. (Anexo A y B).

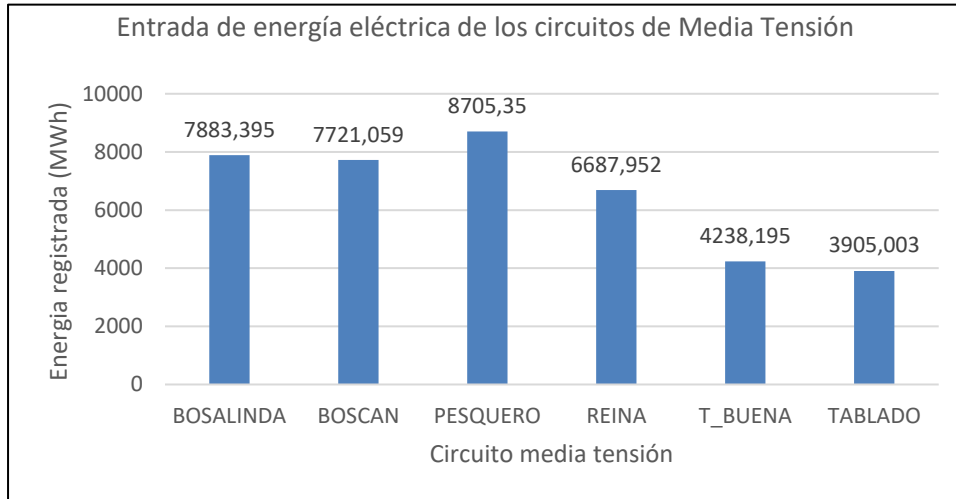
Los seis (06) circuitos de media tensión están interconectados en su salida a los circuitos de baja tensión, en este estudio se observó que:

Tabla 2 Cantidad de circuitos de baja tensión relacionados con los de media tensión

MEDIA TENSIÓN	No. CIRCUITOS BAJA TENSIÓN
PESQUERO	46
BOSALINDA	53
REINA	37
TABLADO	20
T_BUENA	30
BOSCAN	51
TOTAL	237

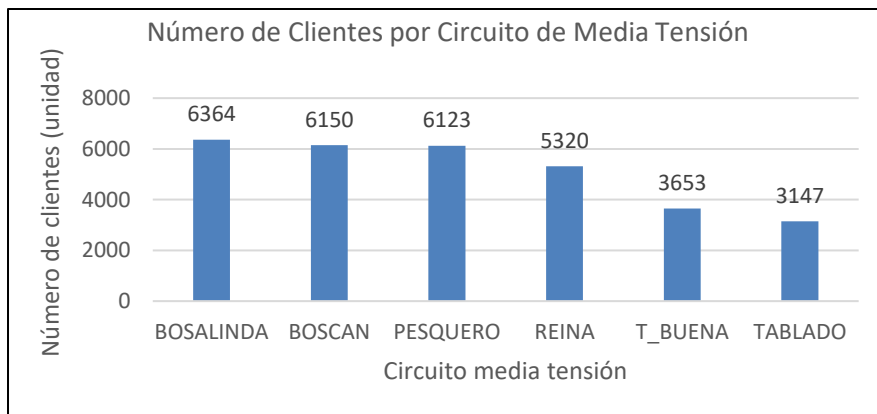
Fuente: Fuente propia (2020)

Figura 3-2 Entrada de energía eléctrica de los circuitos de Media Tensión en MWh



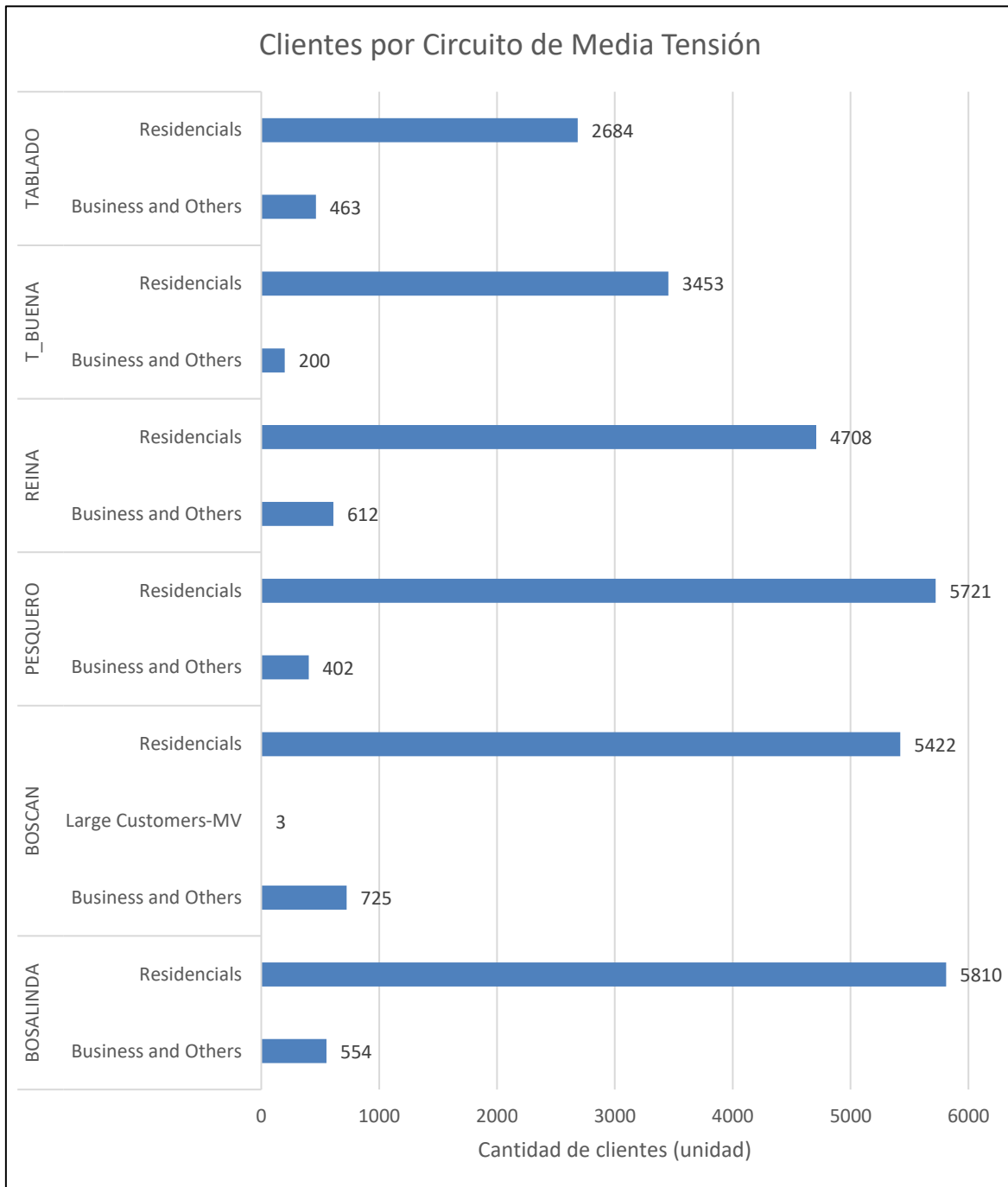
Fuente: Fuente propia (2020)

Figura 3-3 Número de Clientes por Circuito de Media Tensión



Fuente: Fuente propia (2020)

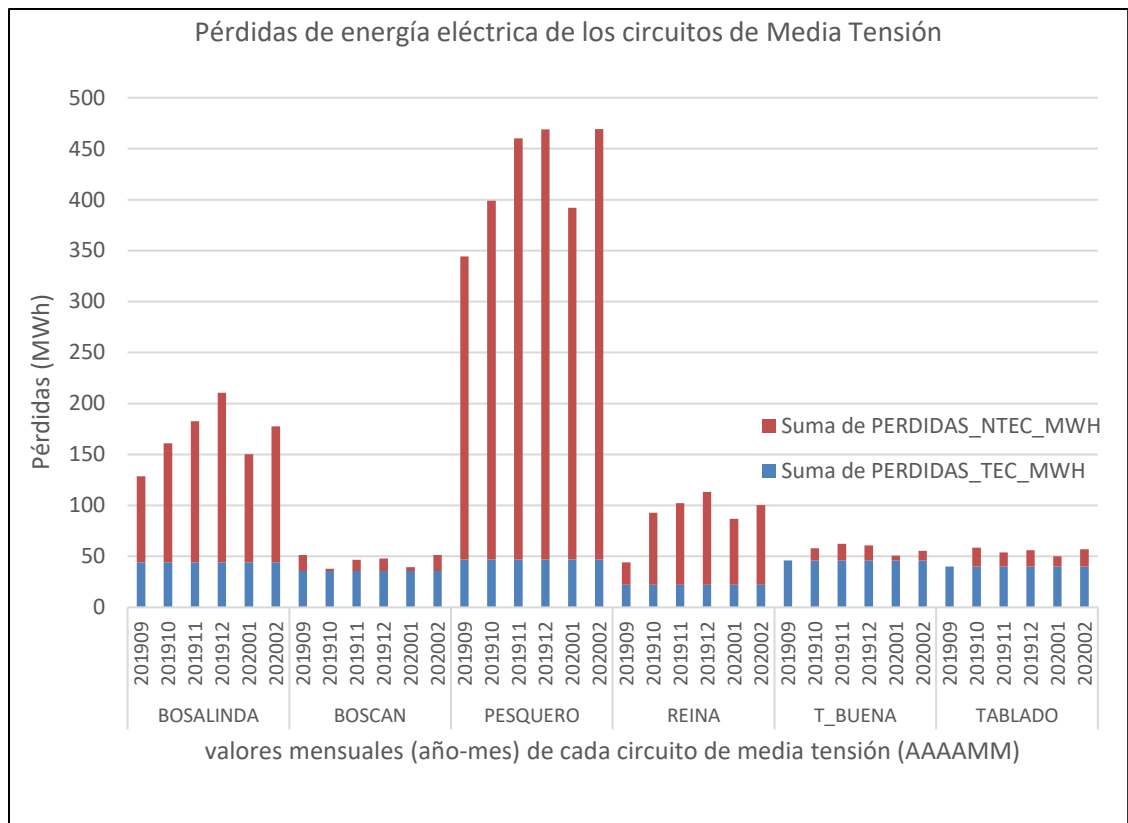
En la UPZ 82 existen 30.757 clientes (Figura 3-3), de uso residencial, comercial e industrial, a continuación, se resume el anexo B con el número de clientes por circuito de media tensión según su uso (Figura 3-4).

Figura 3-4 Tipo de Clientes por Circuito de Media Tensión

Fuente: Fuente propia (2020)

La información que se reporta en relación con las pérdidas de energía en los circuitos tanto técnicas como no técnicas se observan en la figura 3-5, en la que se representan tanto las pérdidas técnicas estimadas por la empresa como las no técnicas según los datos existentes desde septiembre de 2019 a febrero de 2020, que son el objeto de la presente investigación.

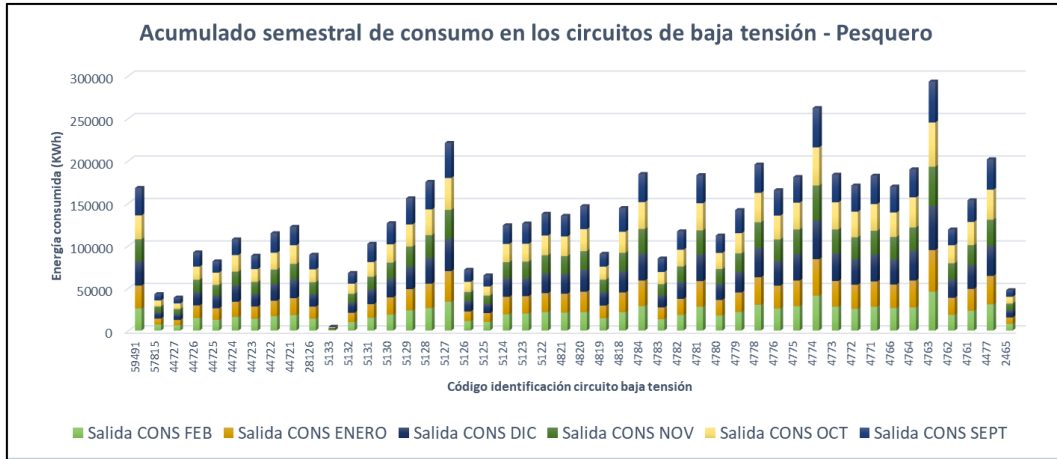
Figura 3-5 Pérdidas de energía eléctrica de los circuitos de Media Tensión en MWh



Fuente: elaboración propia (2020)

Ahora bien, con los datos disponibles se procede a graficar el comportamiento del consumo acumulado para los circuitos de baja tensión que se asocian a cada uno de los circuitos de media tensión. Es así, como se observa en la figura 3-6 relacionada con el circuito Pesquero, en donde el consumo en cada uno de los circuitos es recurrente, sin embargo, los circuitos de baja tensión número 4763, 4774 y 5127 se muestran como los de mayor consumo durante el semestre.

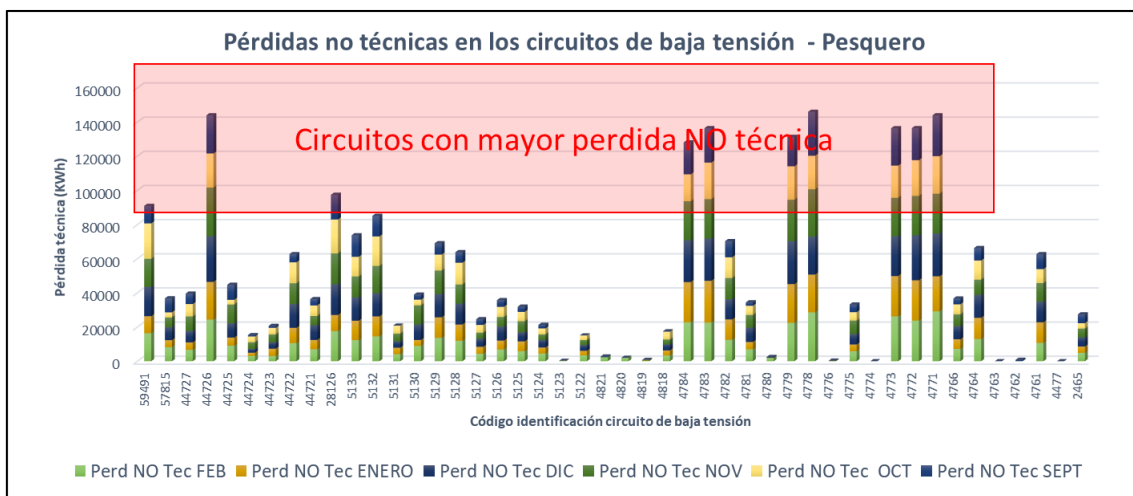
Figura 3-6 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Pesquero (kWh).



Fuente: Fuente propia (2020)

En la revisión de acumulado semestral de las pérdidas no técnicas asociadas al circuito Pesquero (figura 3-7) se destacan diez (10) circuitos como los de mayor pérdida no técnica que superan en su mayoría los 100.000 kWh.

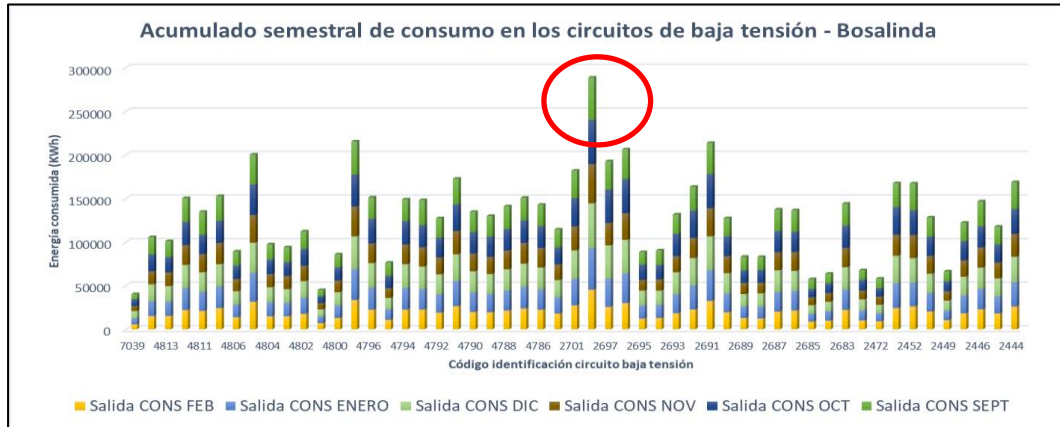
Figura 3-7 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Pesquero (kWh).



Fuente: Fuente propia (2020)

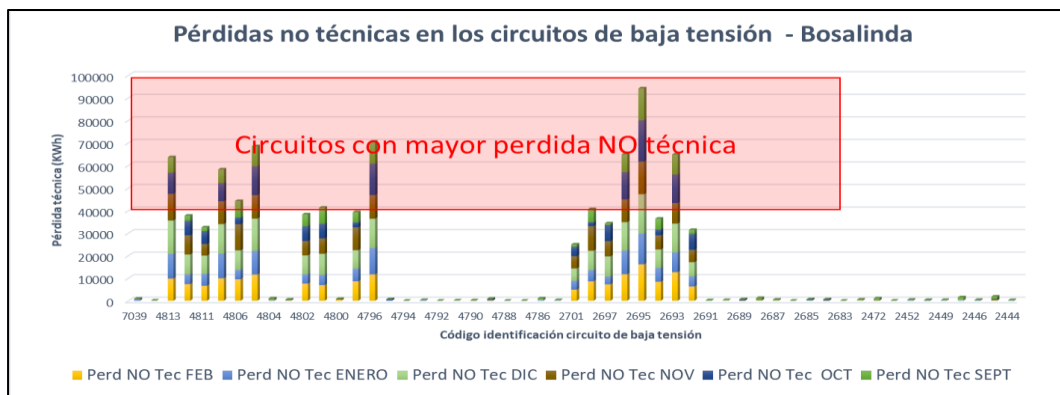
A continuación, se grafica el consumo de los circuitos de baja tensión asociados al circuito BOSALINDA, como se observa en la figura 3-8, constatando que el mayor consumo durante los seis meses de estudio corresponde al circuito identificado con el número 2700.

Figura 3-8 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Bosalinda (kWh).



Fuente: Propia (2020)

Figura 3-9 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Bosalinda (kWh).

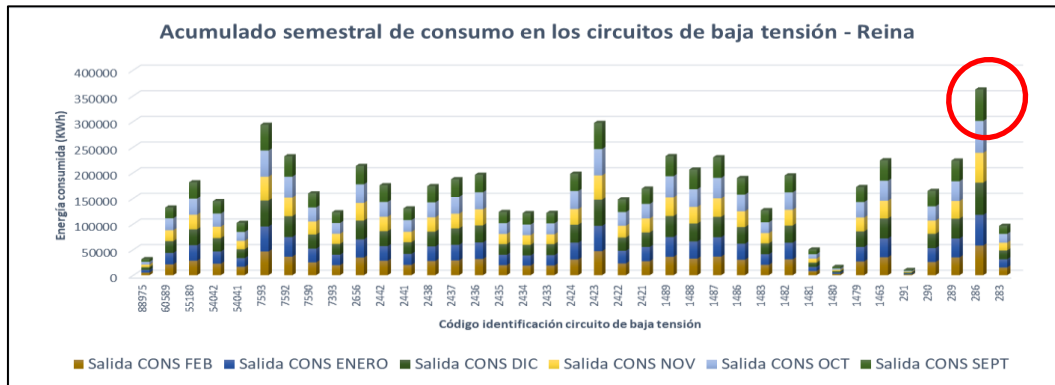


Fuente: Propia (2020)

Para el caso de las pérdidas técnicas asociadas a los circuitos de baja tensión vinculadas con el circuito de media tensión Bosalinda, en la gráfica 3-9 se identifican un total de diez (10) que superan los 40.000 kWh acumulados durante el semestre analizado.

El comparativo del acumulado semestral de los circuitos de baja tensión conectados al circuito REINA (figura 3-10), muestra que el mayor consumo corresponde al circuito número 286.

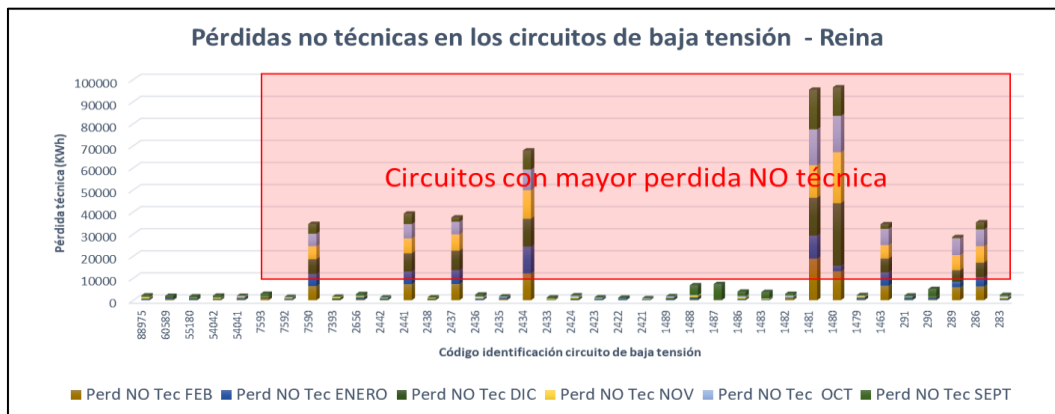
Figura 3-10 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Reina (kWh).



Fuente: Propia (2020)

Cuando se revisan las pérdidas no técnicas acumuladas para cada circuito (figura 3-11) se puede apreciar que los diez circuitos con mayor pérdida no técnica durante el semestre superan en su mayoría los 30.000 kWh.

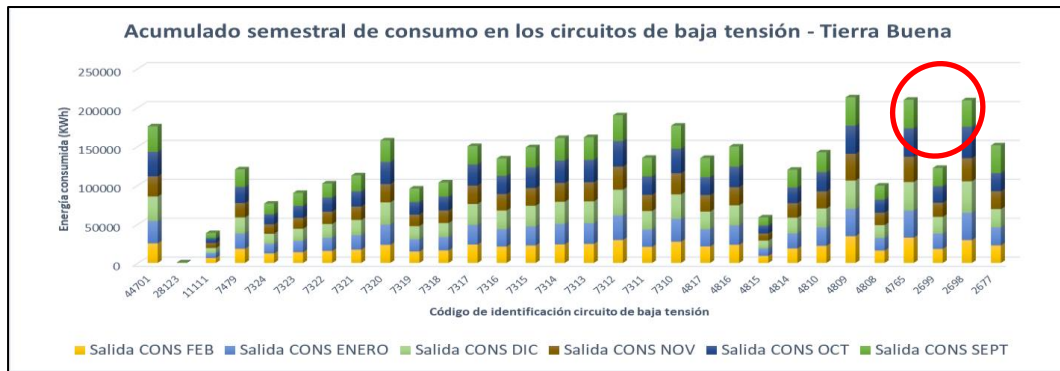
Figura 3-11 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Reina (kWh).



Fuente: Propia (2020)

En el comparativo del acumulado semestral de consumos realizado para los circuitos de baja tensión asociados a TIERRA BUENA (figura 3-12), se observa que el mayor consumo corresponde al circuito identificado con el número 4809 con un total de 213.012 kWh, seguido muy de cerca por los circuitos 4765 y 2698 que tienen consumos acumulados de 209.921 y 209.222 kWh respectivamente.

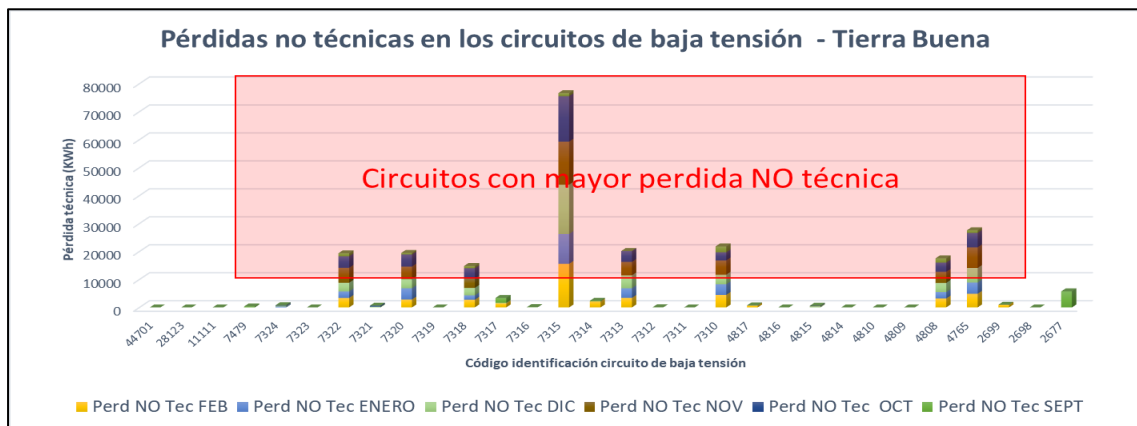
Figura 3-12 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tierra Buena (kWh).



Fuente: Propia (2020)

La grafica 3-13 permite identificar que los circuitos con mayor pérdida no técnica superan en su mayoría los 10.000 kWh, llamando la atención el circuito número 7315 que acumulo 76.629 kWh de perdida destacándose como el de mayor pérdida.

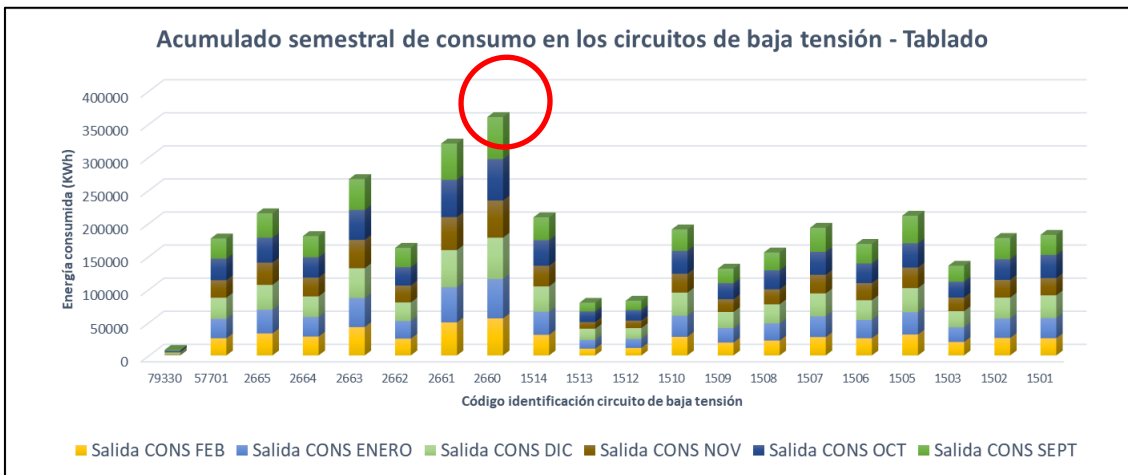
Figura 3-13 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tierra Buena (kWh).



Fuente: Propia (2020)

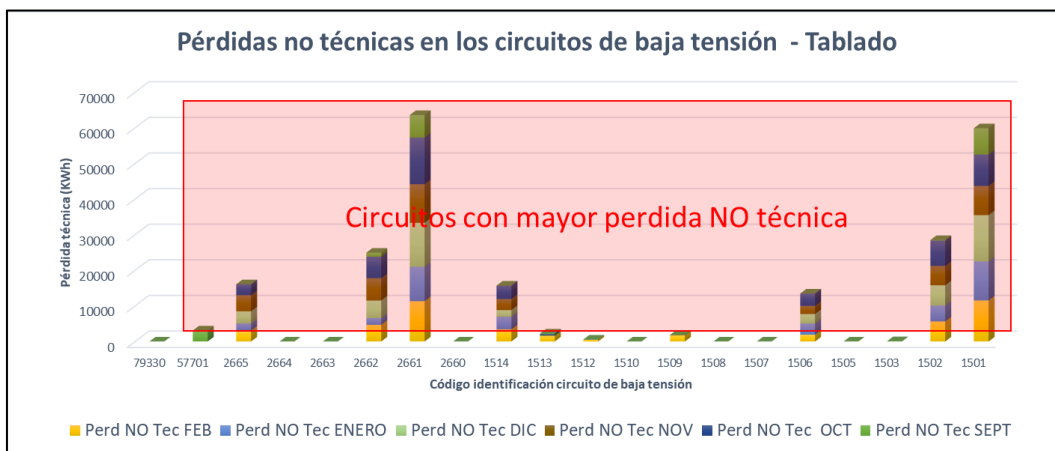
En el comparativo del circuito TABLADO (figura 3-14) se confirma que el circuito de baja tensión número 2660 es el de mayor consumo.

Figura 3-14 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tablado (kWh).



Fuente: Propia (2020)

Figura 3-15 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Tablado (kWh).

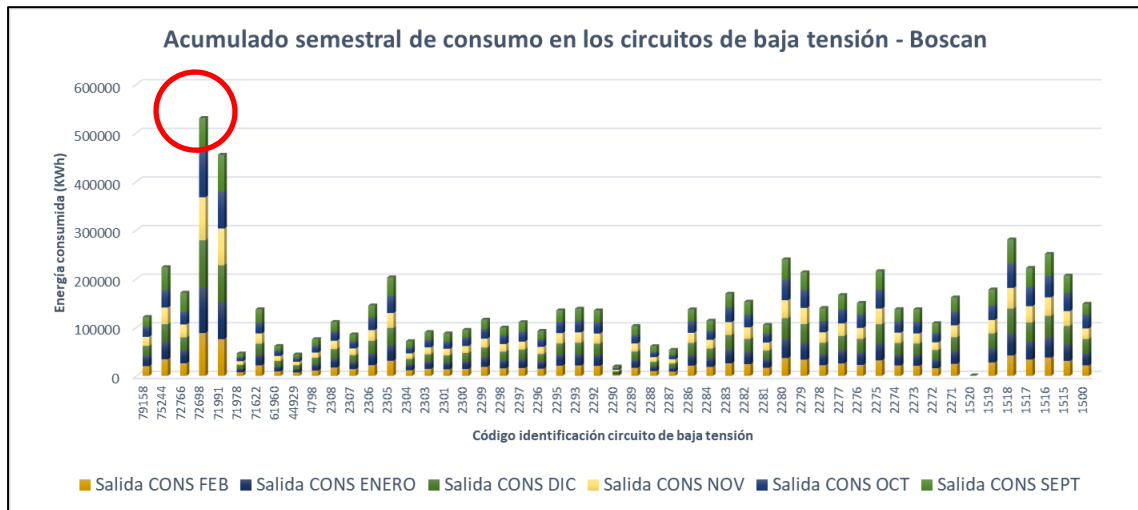


Fuente: Propia (2020)

La comparación de las pérdidas no técnicas acumuladas durante el semestre (figura 3-15), muestran que cuatro (04) circuitos superan los 20.000 kWh, destacándose dos de ellos (2661 y 1501) con pérdidas no técnicas semestrales acumuladas que superan los 50.000 kWh.

En el circuito BOSCAN se visualiza que el circuito de baja tensión número 72698 es el de mayor consumo, seguido del circuito 71991 como se observa en la figura 3-16.

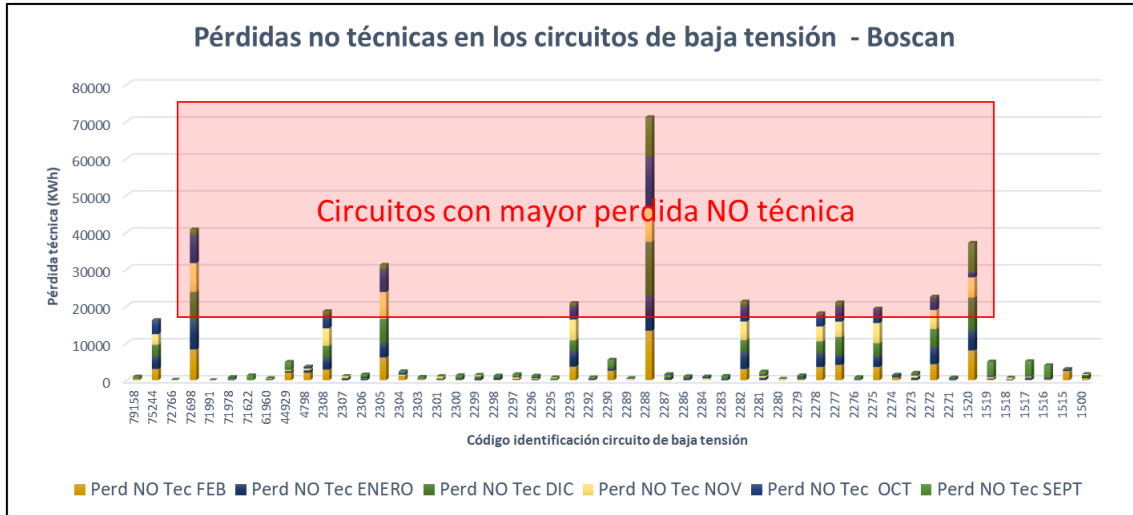
Figura 3-16 Comparativo acumulado semestral de consumo en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Boscan (kWh).



Fuente: Propia (2020)

La comparación de las cifras de pérdidas no técnicas de los circuitos de baja tensión asociados a Boscan (figura 3-17), muestra que los diez (10) circuitos con mayor pérdida superan los 18.000 kWh, además el circuito número 2288 registra la mayor pérdida con 71.161 kWh acumulados durante el semestre.

Figura 3-17 Acumulado de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión asociados al circuito Boscan (kWh).



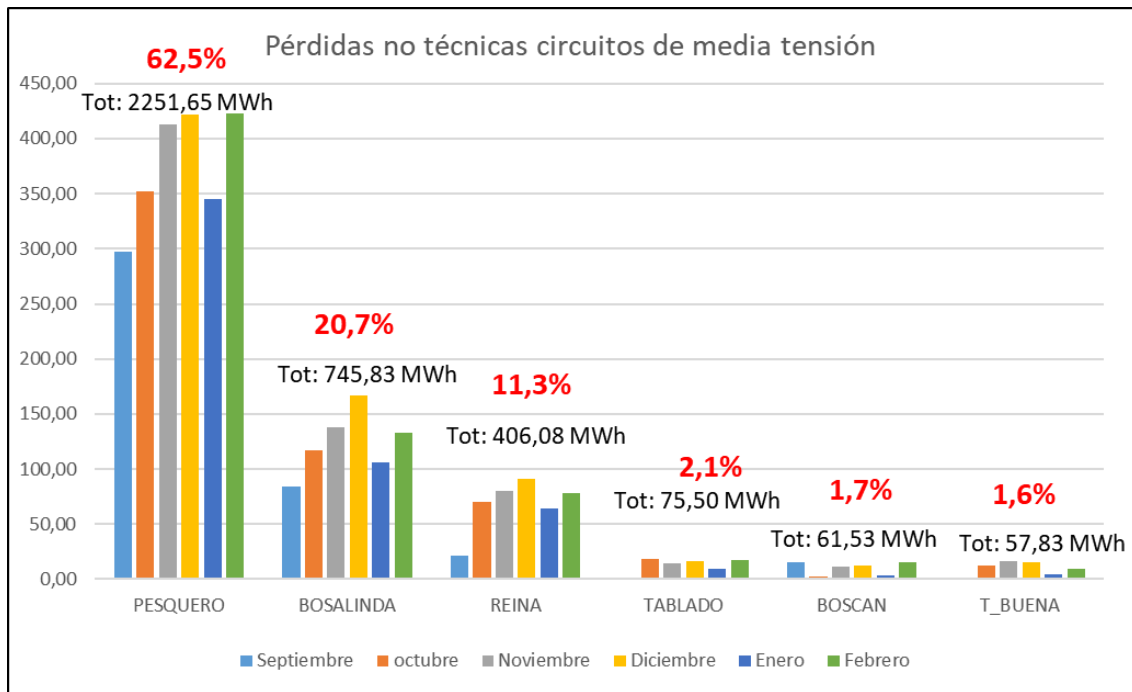
Fuente: Propia (2020)

3.2 Análisis de la información

3.2.1 Calculo de pérdidas de energía no técnicas

Se observa que las pérdidas no técnicas en los 6 meses, entre septiembre de 2019 a febrero de 2020, tiene un total de 3598,41 MWh, con un valor \$557,31 por kWh, costo de julio 2020 establecido por CODENSA, dando en pérdidas económicas un aproximado de \$ 2.005.430.864,1 para la empresa, estas pérdidas no técnicas representan el 72,7 % de las pérdidas totales.

Figura 3-18 Comparativo pérdidas no técnicas en circuitos media tensión.



Fuente: Autor (2020)

En el comparativo de pérdidas no técnicas en el periodo del estudio de cada circuito de media tensión existente en la UPZ 82 (figura 3-18), se evidencia claramente la mayor pérdida asociada al circuito pesquero que alcanza los 2.251 MWh acumulados durante el semestre, lo que corresponde al 62.5% de las pérdidas no técnicas de energía y que corresponderían a unos \$1.254.864.872 en pérdidas.

En relación con los circuitos de baja tensión, se procedió a organizar los datos de forma ascendente para cada mes, con el propósito de identificar aquellos circuitos con mayor pérdida no técnica, este método permitió identificar los nueve (09) circuitos con mayor pérdida no técnica de la siguiente manera:

Tabla 3 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida septiembre 2019

Pérdida NO técnica (kWh)	% pérdida NO técnica, respecto de la pérdida total	# circuito BAJA tensión	Circuito de MEDIA tensión al que pertenece	
			Nombre	Código
17231,74	38,19%	4779	PESQUERO	CK11
17951,43	66,37%	1481	REINA	CK17
18727,03	37,47%	4772	PESQUERO	CK11
18688,74	35,64%	4784	PESQUERO	CK11
20124,37	55,22%	4783	PESQUERO	CK11
22354,22	56,91%	44726	PESQUERO	CK11
21876,74	39,65%	4773	PESQUERO	CK11
23925,74	41,24%	4771	PESQUERO	CK11
25693,74	42,97%	4778	PESQUERO	CK11

Fuente: elaboración propia (2020)

Los nueve (09) circuitos de baja tensión con mayor pérdida no técnica para el mes de octubre son los siguientes:

Tabla 4 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida octubre 2019

Pérdida NO técnica (kWh)	% pérdida NO técnica, respecto de la pérdida total	# circuito BAJA tensión	Circuito de MEDIA tensión al que pertenece	
			Nombre	Código
18812,74	36,57%	4773	PESQUERO	CK11
19919,22	55,84%	44726	PESQUERO	CK11
19569,74	44,40%	4779	PESQUERO	CK11
19648,74	35,74%	4778	PESQUERO	CK11
19812,74	55,41%	28126	PESQUERO	CK11
20702,37	42,08%	59491	PESQUERO	CK11
20939,03	40,50%	4772	PESQUERO	CK11
21389,37	59,38%	4783	PESQUERO	CK11
21938,74	40,61%	4771	PESQUERO	CK11

Fuente: elaboración propia (2020)

En el mes de noviembre, los nueve (09) circuitos de baja tensión con mayor pérdida no técnica son los siguientes:

Tabla 5 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida noviembre 2019

Pérdida NO técnica (kWh)	% pérdida NO técnica, respecto de la pérdida total	# circuito BAJA tensión	Circuito de MEDIA tensión al que pertenece	
			Nombre	Código
23135,43	89,79%	1480	REINA	CK17
22649,74	43,75%	4773	PESQUERO	CK11
23109,37	62,64%	4783	PESQUERO	CK11
23037,03	46,57%	4772	PESQUERO	CK11
22968,74	43,51%	4784	PESQUERO	CK11
23386,74	44,85%	4771	PESQUERO	CK11
24287,74	51,48%	4779	PESQUERO	CK11
27695,74	46,97%	4778	PESQUERO	CK11
28544,22	65,59%	44726	PESQUERO	CK11

Fuente: elaboración propia (2020)

Los nueve (09) circuitos vinculados a la mayor pérdida para el mes de diciembre son los siguientes:

Tabla 6 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida diciembre 2019

Pérdida NO técnica (kWh)	% pérdida NO técnica, respecto de la pérdida total	# circuito BAJA tensión	Circuito de MEDIA tensión al que pertenece	
			Nombre	Código
22194,74	38,80%	4778	PESQUERO	CK11
23145,74	41,16%	4773	PESQUERO	CK11
24704,37	63,16%	4783	PESQUERO	CK11
24329,74	42,87%	4784	PESQUERO	CK11
24974,74	43,45%	4771	PESQUERO	CK11
25097,74	50,39%	4779	PESQUERO	CK11
26328,03	46,29%	4772	PESQUERO	CK11
26695,22	63,14%	44726	PESQUERO	CK11
28355,43	91,28%	1480	REINA	CK17

Fuente: elaboración propia (2020)

También se distinguen los nueve (09) circuitos con mayor pérdida no técnica en el mes de enero de la siguiente manera:

Tabla 7 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida enero 2020

Pérdida NO técnica (kWh)	% pérdida NO técnica, respecto de la pérdida total	# circuito BAJA tensión	Circuito de MEDIA tensión al que pertenece	
			Nombre	Código
13633,26	47,02%	2695	BOSALINDA	CK13
20520,74	40,15%	4771	PESQUERO	CK11
22091,22	59,21%	44726	PESQUERO	CK11
22133,74	39,99%	4778	PESQUERO	CK11
22682,74	48,76%	4779	PESQUERO	CK11
23612,03	44,85%	4772	PESQUERO	CK11
23578,74	43,31%	4784	PESQUERO	CK11
23660,74	43,24%	4773	PESQUERO	CK11
24475,37	63,16%	4783	PESQUERO	CK11

Fuente: elaboración propia (2020)

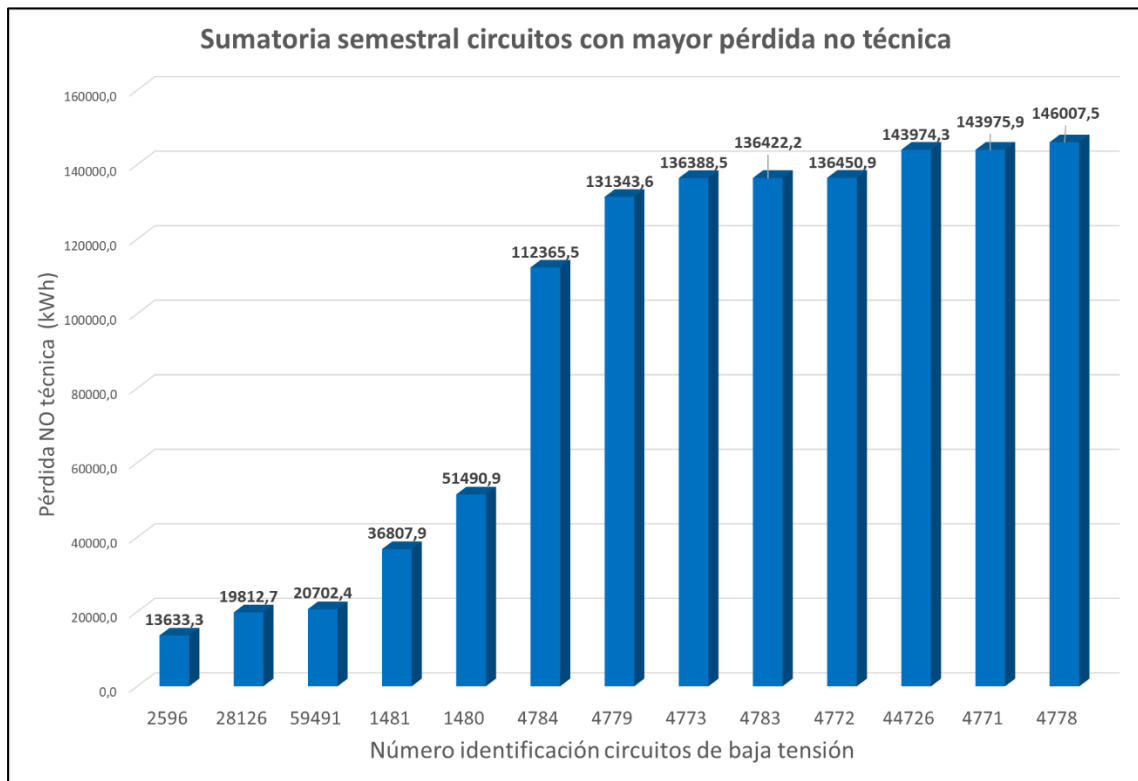
En el último mes de estudio (febrero), los nueve (09) circuitos con mayor pérdida no técnica se identifican en la tabla 8.

Tabla 8 Agrupación de circuitos de baja tensión con mayor pérdida febrero 2020

Pérdida NO técnica (kWh)	% pérdida NO técnica, respecto de la pérdida total	# circuito BAJA tensión	Circuito de MEDIA tensión al que pertenece	
			Nombre	Código
18856,43	70,00%	1481	REINA	CK17
22619,37	62,24%	4783	PESQUERO	CK11
22473,90	49,96%	4779	PESQUERO	CK11
22799,50	43,55%	4784	PESQUERO	CK11
23807,79	47,68%	4772	PESQUERO	CK11
24370,22	62,04%	44726	PESQUERO	CK11
26242,74	47,63%	4773	PESQUERO	CK11
28640,74	47,96%	4778	PESQUERO	CK11
29229,14	50,41%	4771	PESQUERO	CK11

Fuente: elaboración propia (2020)

Figura 3-19 sumatoria semestral en los circuitos con mayor pérdida no técnica.



Fuente: Propia (2020)

La comparación de la sumatoria semestral en cada uno de los circuitos que presentaron mayor pérdida no técnica (figura 3-19), evidencia que el circuito con mayor afectación es el número 4778 alcanzando los 146.007 kWh que representan \$81.371.406 aproximadamente en pérdidas para la empresa prestadora del servicio.

Adicionalmente la mayoría de los circuitos de baja tensión que presentan mayor pérdida no técnica, están asociados al circuito de media tensión CK11 Pesquero, el cual debe priorizarse para su intervención en el marco del plan de reducción de pérdidas no técnicas para la UPZ 82 contemplado en el presente trabajo.

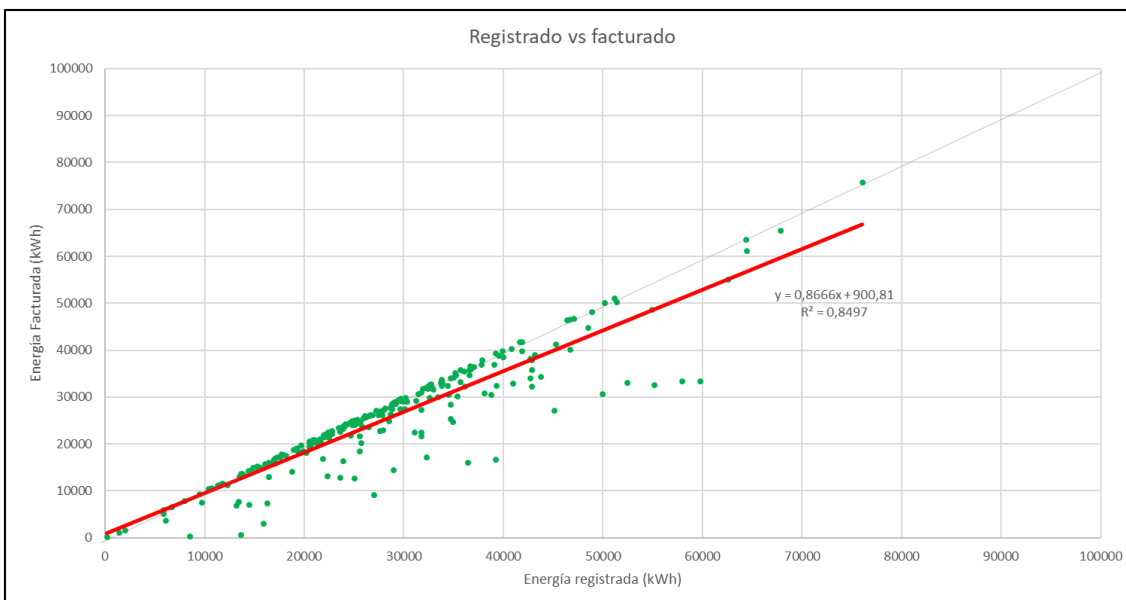
3.2.2 Análisis de dispersión entre valores facturados y registrados

Para el análisis de la dispersión entre los valores en kWh facturados por el operador de red al cliente y los valores registrados por el circuito de baja tensión, se emplearon diagramas de dispersión lineal para cada uno de los meses analizados, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- En el eje vertical se determinó colocar el consumo facturado.
- En el eje horizontal se estableció la cantidad registrada en el circuito, a la cual se le restaron las pérdidas técnicas calculadas por la empresa prestadora del servicio.
- Los datos se organizaron en orden ascendente según la pérdida total registrada en cada transformador de baja tensión.
- Para cada variable se empleó un indicador de tendencia lineal.

Los datos se organizaron y manipularon con la herramienta Excel, de acuerdo a los referidos criterios, logrando los siguientes resultados y análisis:

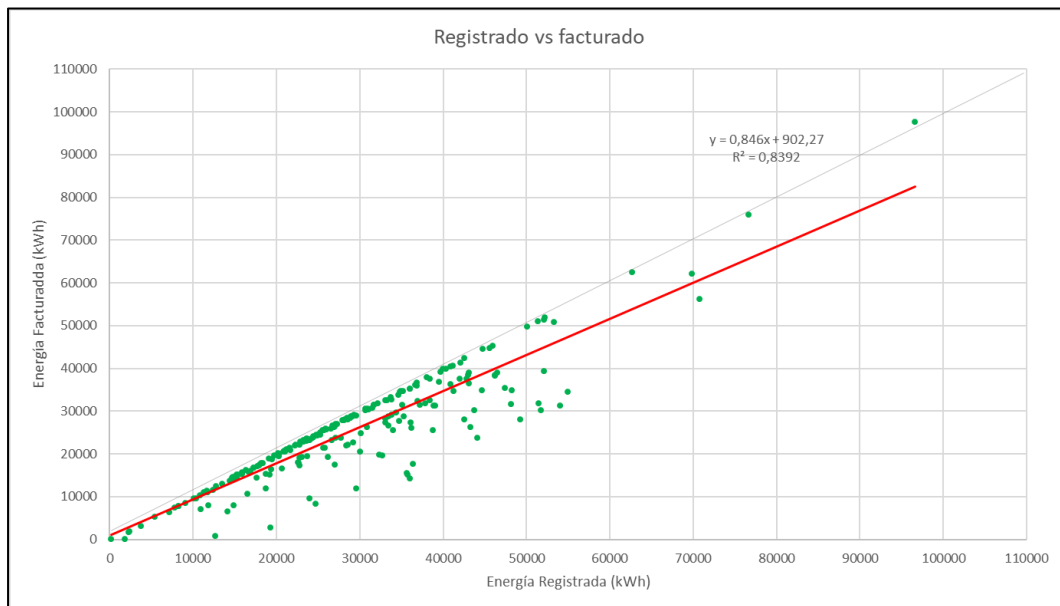
Figura 3-20 gráfica dispersión facturado vs. registrado en septiembre 2019



Fuente: Propia (2020)

En análisis de la gráfica de dispersión para el mes de septiembre de 2019 (figura 3-20), muestra una relación fuerte con un coeficiente de correlación: $\sqrt{0.8497} = 0.9218$ y el coeficiente de determinación indica que el 84.97% de la variación de los valores facturados puede ser explicada por la variación del consumo registrado.

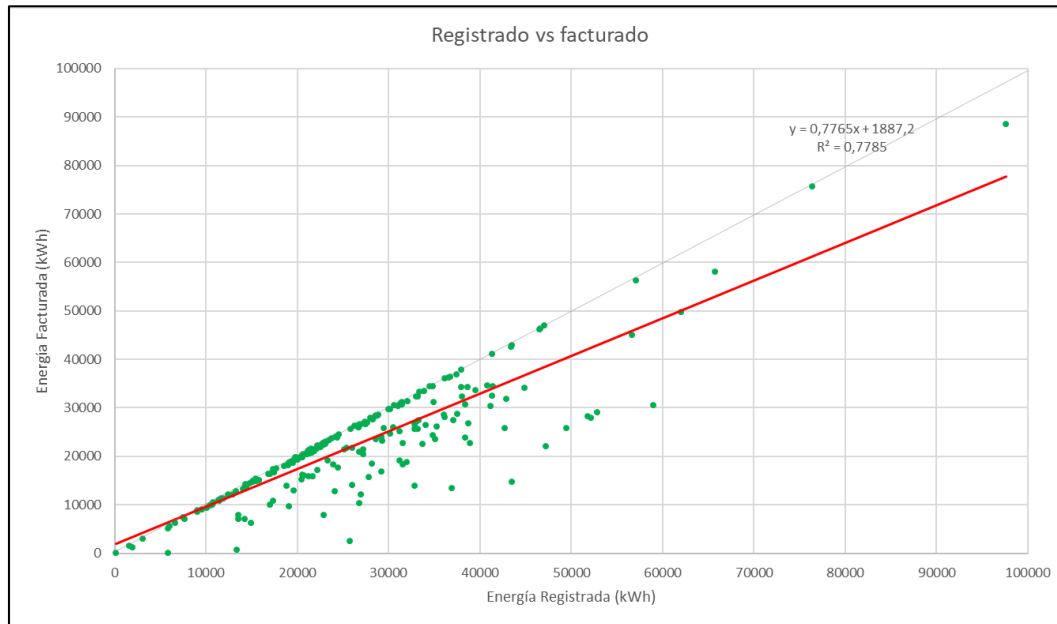
Figura 3-21 gráfica dispersión facturado vs. registrado en octubre 2019



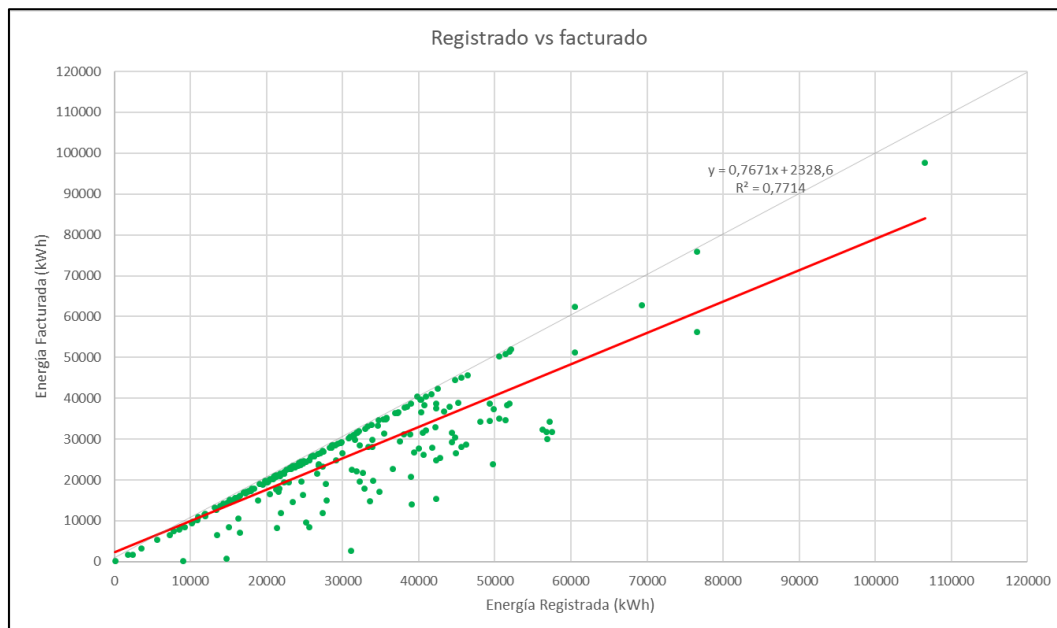
Fuente: Propia (2020)

Para el mes de octubre (figura 3-21) la línea de tendencia muestra un coeficiente de determinación de 0.8392 indicando que la variación de los valores facturados se pueden explicar en un 83.92% por la variación de los valores registrado, el coeficiente de correlación ($\sqrt{0.8392} = 0.9161$) se mantiene en el rango correspondiente a una relación fuerte entre las dos variables de estudio.

Por su parte, en el mes de noviembre (figura 3-22) la línea media de tendencia muestra que el porcentaje que explica la variación de los valores facturados con respecto a los valores registrados disminuyó al 77.85%, además el coeficiente de correlación ($\sqrt{0.7785} = 0.8823$) también redujo, lo cual indica que la relación fuerte menguó con respecto al mes anterior.

Figura 3-22 gráfica dispersión facturado vs. registrado en noviembre 2019

Fuente: Propia (2020)

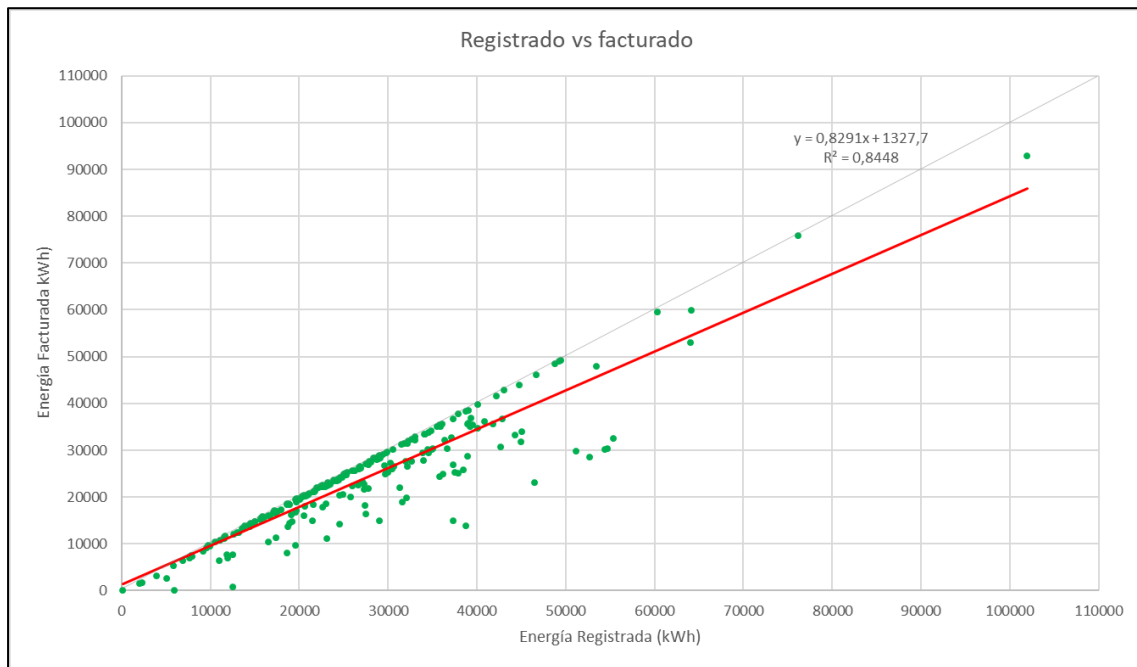
Figura 3-23 gráfica dispersión facturado vs. registrado en diciembre 2019

Fuente: Propia (2020)

Para el mes de diciembre (figura 3-23) la línea de tendencia muestra un coeficiente de determinación de 0.7714 y el coeficiente de correlación es igual a: $\sqrt{0.7714} = 0.8783$, lo cual indica que la relación fuerte disminuyó con respecto al mes anterior y que la variación de los valores facturados se puede explicar en un 77.14% con respecto a los valores registrados.

La gráfica de dispersión para el mes de enero del año 2020 (figura 3-24), muestra que el coeficiente de determinación aumentó y que la variación de los valores facturados puede ser explicada en un 84.48% por la variación de los valores registrados. El coeficiente de correlación ($\sqrt{0.8448} = 0.9191$) también se incrementó elevando el nivel de relación fuerte entre las dos variables.

Figura 3-24 gráfica dispersión facturado vs. registrado en enero 2020

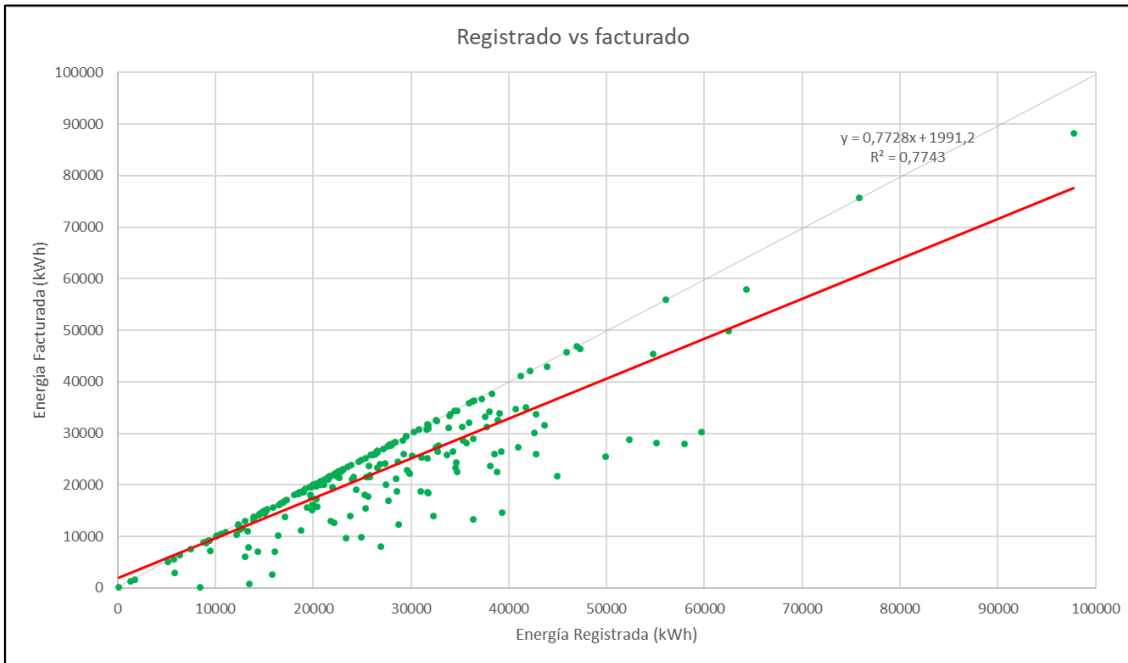


Fuente: Propia (2020)

En el último mes de estudio correspondiente a febrero de 2020 la gráfica de dispersión (figura 3-25) muestra que el coeficiente de determinación se ubica en 0.7743, por lo tanto, el coeficiente de correlación es $\sqrt{0.7743} = 0.8800$, estos coeficientes indican que la

relación fuerte entre las dos variables de estudio (valores facturados vs. valores registrados) disminuyó con respecto al mes anterior.

Figura 3-25 gráfica dispersión facturado vs. registrado en febrero 2020



Fuente: Propia (2020)

La revisión y análisis de las gráficas de dispersión para los seis meses permite confirmar que el consumo facturado mantiene una relación fuerte con el consumo registrado en los circuitos.

La ubicación de los puntos (color verde) con mayor dispersión respecto a la línea de tendencia (color rojo) en la mayoría de los meses analizados, permite identificar aquellos circuitos de baja tensión que mayor pérdida total generan durante el mes analizado. También se evidencia que la generalidad de los puntos dispersos está por debajo de la línea diagonal de correlación ideal (color gris) permitiendo inferir que en todos los meses analizados los datos facturados no fueron superiores a los valores registrados en el circuito.

3.2.3 Análisis comparativo de pérdidas no técnicas con mapas de calor

Para la realización de un análisis con mapas de calor, se requiere la ubicación de cada uno de los transformadores asociados a los circuitos de Baja Tensión, Figura 3-26, y así establecer donde se encuentran las zonas de mayor pérdida

Figura 3-26 Ubicación de los transformadores de baja tensión



Fuente: Propia (2020)

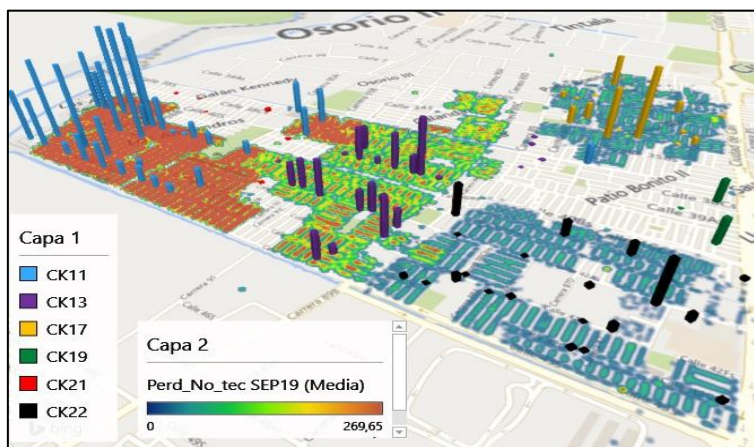
Los anteriores circuitos están organizados en los seis circuitos de distribución eléctrica que se habían expresado anteriormente, en la figura 3-27 se geolocalizó el área de influencia de cada uno de los circuitos de media tensión existentes en la UPZ 82, para proceder con el análisis de la información.

Figura 3-27 Geolocalización de los circuitos de media tensión en la UPZ 82

CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN		
NOMBRE	CÓDIGO	COLOR
PESQUERO	CK11	Azul
BOSALINDA	CK13	Púrpura
REINA	CK17	Amarillo
TABLADO	CK19	Verde
T_BUENA	CK21	Naranja
BOSCAN	CK22	Negro

Fuente: Propia (2020)

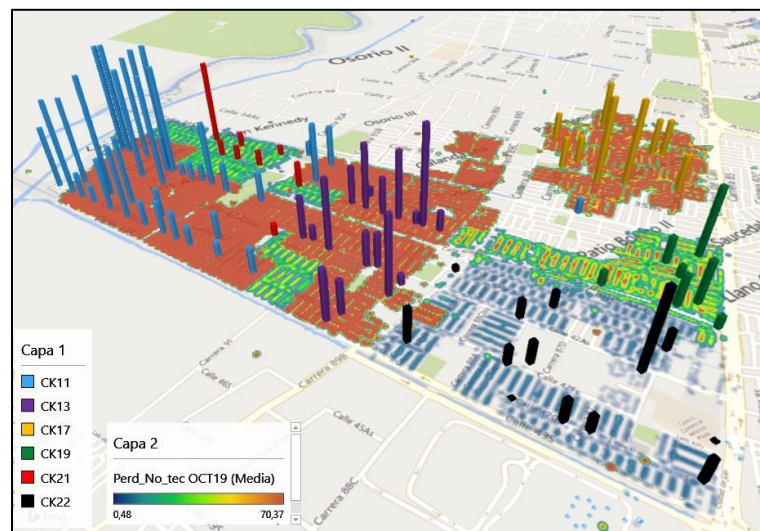
Seguidamente se realiza la geolocalización de la pérdida no técnica en cada uno de los transformadores pertenecientes a los circuitos de baja tensión y se contrasta con el mapa de calor de pérdidas no técnicas de los circuitos de media tensión (Figura 3-28), logrando identificar que los circuitos de baja tensión con mayor pérdida no técnica corresponden a los números 4778, 4773 y 4771 y que están asociados el circuito CK11: Pesquero.

Figura 3-28 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Septiembre 2019

Fuente: Propia (2020)

La revisión de las pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión para el mes de octubre (figura 3-29), muestran que los circuitos con mayor pérdida son los numero: 4783, 4772 y 4771 confirmándose la recurrencia en la pérdida no técnica asociada al transformador 4771 durante estos dos meses (septiembre, octubre). Adicionalmente se observa el aumento en la afectación por pérdidas no técnicas en el circuito CK11 - PESQUERO que cubre el barrio las acacias, de igual forma se incrementan las pérdidas no técnicas en los barrios Dindalito III, patio Bonito II y los Almendros donde se muestra una mayor cantidad de transformadores afectados.

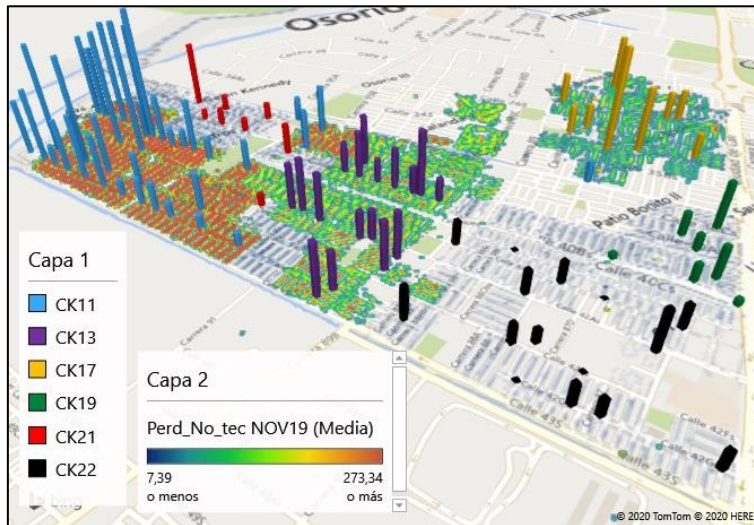
Figura 3-29 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Octubre 2019



Fuente: Propia (2020)

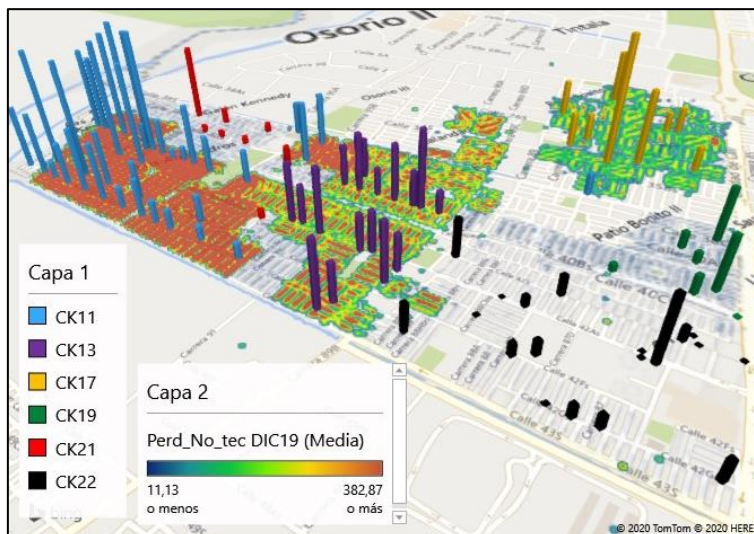
Cuando se verificaron las pérdidas no técnicas a nivel de los transformadores de baja tensión para el mes de noviembre (figura 3-30), se identifica que aquellos con mayor pérdida son los de numero: 44726, 4779, 4778, 4771 y 4784, manteniéndose nuevamente el transformador 4771 entre los de mayor pérdida no técnica.

La observación desde el punto de vista de los barrios, muestra una disminución en los sectores de Dindalito, Patio bonito II y Galán, con respecto al mes anterior (septiembre). La afectación en el sector de los almendros y las acacias se mantiene.

Figura 3-30 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Noviembre 2019

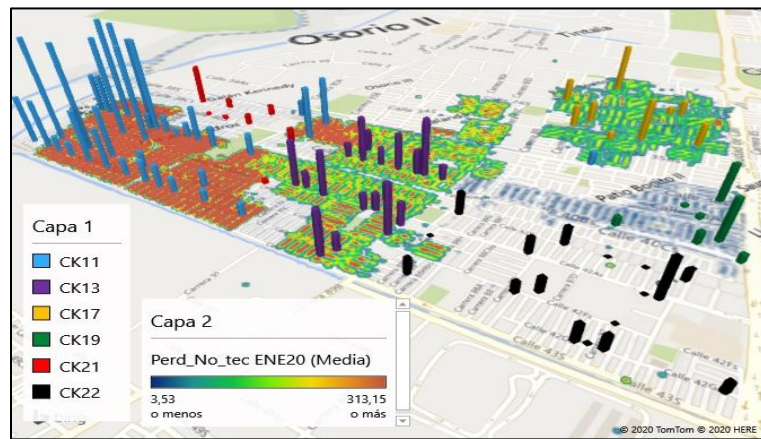
Fuente: Propia (2020)

En el mes de diciembre los circuitos con mayor pérdida no técnica son: 4778, 4773, 4783, 4784, 4771, 4779, 4772, 44726 y 1480 y en su mayoría están conectados al circuito de media tensión CK11: PESQUERO.

Figura 3-31 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Diciembre 2019

Fuente: Propia (2020)

Figura 3-32 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Enero 2020



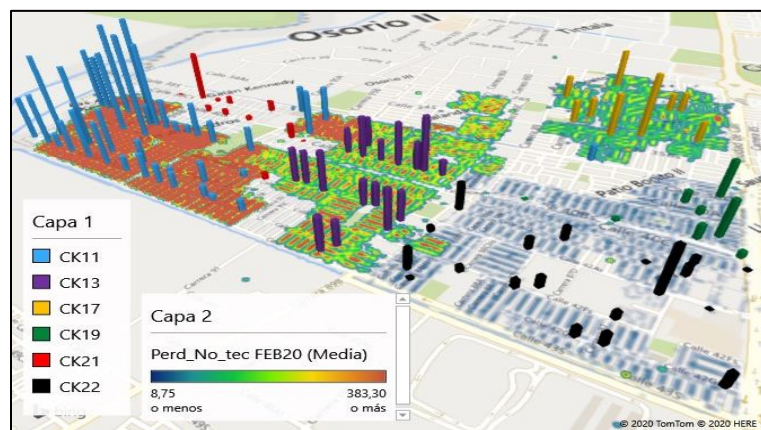
Fuente: Propia (2020)

En el mes de enero 2020, disminuye la cantidad de pérdidas no técnicas en la UPZ 82, pero dicha variación no es tan significativa, Figura 3-32.

Esta disminución obedece a la variación de pérdidas no técnicas principalmente en el circuito CK17: REINA donde se aprecian menos circuitos de baja tensión

La reducción observada en enero 2020, no se mantiene en el tiempo, puesto que en el siguiente mes febrero 2020, aumentan nuevamente las pérdidas no técnicas, como se observa en la Figura 3-33. El aumento de pérdidas no técnicas en los circuitos de baja tensión, se observa principalmente en los circuitos número: 44726, 4778, 4773, 4772 y 4771 asociados al circuito CK11.

Figura 3-33 Pérdidas no técnicas en circuitos baja tensión, Febrero 2020

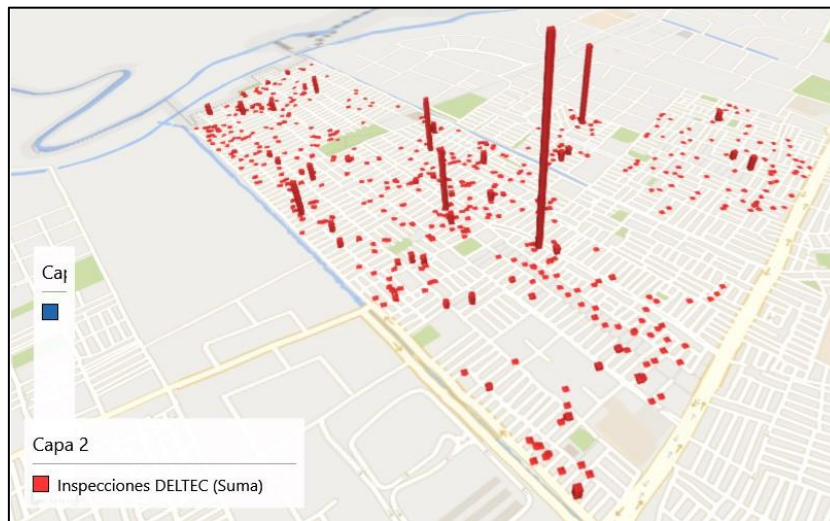


Fuente: Propia (2020)

3.2.4 Identificación de las causas de pérdidas no técnicas

Para este propósito se procede a ubicar geográficamente los hallazgos técnicos encontrados en el marco de las inspecciones realizadas por la empresa DELTEC tomando como ejemplo la información consolidada de los meses enero y febrero del año 2020, en relación con anomalías o acciones fraudulentas en las acometidas eléctricas.

Figura 3-34 Inspecciones DELTEC

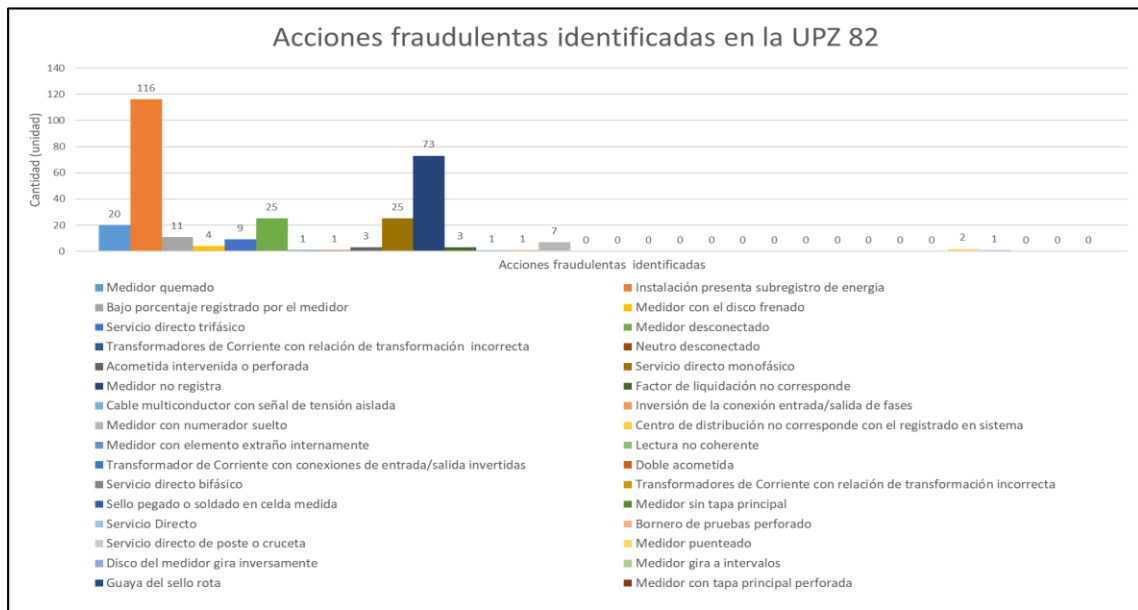


Fuente: Propia (2020)

En la figura 3-34 se observa que la altura de las barras en cada una de las anomalías, corresponde a la cantidad de energía dejada de facturar, la cual se establece a partir de un cálculo establecido por la empresa prestadora del servicio, que se basa en la potencia (kW) que se midió en el mismo instante que se encontró la anomalía por parte del inspector.

Como se observa en la figura 3-35, las principales acciones fraudulentas encontradas en las visitas técnicas realizadas por la empresa DELTEC en el área delimitada por la UPZ 82 durante los primeros dos meses del año 2020, se relacionan con la anomalía denominada: "Instalación presenta subregistro de energía", seguido de "medidor no registra", "Medidor desconectado" y "Medido servicio directo monofásico".

Figura 3-35 Acciones fraudulentas identificadas en la UPZ 82



Fuente: Propia (2020)

Adicionalmente se realizó un mapa de calor, Figura 3-36, donde se relacionan las pérdidas no técnicas (identificados con gama de colores Azul – rojo), y se incorporó la información de reincidencia teniendo en cuenta las anomalías reportadas para cada cliente (identificados con gama de colores violeta- blanco).

Figura 3-36 Mapa de calor pérdidas no técnicas general con fallas reportadas.



Fuente: Propia (2020)

Considerando la información cuantitativa previa que arroja aspectos numéricos concretos, en relación con las pérdidas no técnicas, se puede observar a grandes rasgos la concentración de este fenómeno en los barrios Acacias de Kennedy, Los Almendros y Dindalito III como se puede apreciar en la figura 3-37, sin embargo, a pesar de toda la información expuesta, se considera pertinente generar una lista de verificación donde se presenten aspectos visuales subjetivos (detección por medio de observación simple en el campo de trabajo) que se asimilan como presentes o no presentes y se plantean como elementos intervenidos éticos y culturales dentro del contexto problemático.

Figura 3-37 Plano de barrios UPZ 82 Patio Bonito.



Fuente: Propia (2020)

Durante las labores de observación se evidenció que, en el sector de Las Acacias de Kennedy existe una considerable concentración de fábricas de procesamiento de plástico que involucra un alto consumo de energía, adicionalmente se percibió un probable funcionamiento clandestino de algunas de las fábricas las cuales eventualmente estarían causando el consumo ilegal de energía eléctrica.

Otro aspecto visibilizado en el mencionado sector tiene que ver con inmuebles improvisados en terrenos ocupados de manera ilegal que son habitados por personas de escasos recursos económicos, quienes realizan acometidas fraudulentas desde la red de energía eléctrica.

En los barrios Dindalito III y Patio Bonito se identificó que predominan las fábricas de muebles de madera en las que se emplean máquinas para la manufactura con alto

consumo energético como sierras de banco, cepillos, planeadoras, lijadoras y tornos, lo cual termina por motivar “injustificadamente” a los dueños de establecimientos no formales para instalar acometidas ilegales de energía eléctrica para el funcionamiento de este tipo de maquinaria.

Capítulo 4 Plan de reducción de pérdidas no técnicas UPZ 82

4.1 Estrategias del Plan de reducción

El plan de priorización para la reducción de pérdidas no técnicas en la UPZ 82 presentada a continuación, conformada por tres estrategias: la administrativa, la contractual con terceros y la técnica, descritas a continuación:

4.1.1 Estrategia No. 1 Administrativa:

En esta estrategia se pretende que la empresa distribuidora de energía realice las siguientes actividades:

- a. Revisión de procedimientos para la inspección de pérdidas no técnicas mensual.
- b. Revisión de los procedimientos internos para la verificación de la información de las pérdidas no técnicas mensual.
- c. Revisión de los procedimientos internos para la evaluación y análisis de la información de las pérdidas no técnicas trimestral.
- d. Revisión de los procedimientos de cobro jurídicos internos de la información de las pérdidas no técnicas trimestral.

Para cada uno de estos procedimientos se hace necesario:

- i. verificar los puntos de control existentes de tipo técnico, administrativo, jurídicos, económicos.
- ii. Anexar como mínimo dos puntos más de control en cada uno de ellos cada uno con los indicadores de seguimiento que permitan mejorar la toma de decisiones frente a las pérdidas no técnicas existentes.

- iii. Modificar y /o cambiar los contratos con los clientes estipulando que “*al presentarse una pérdida no técnica la empresa reemplazará la tecnología de los contadores de inmediato, donde el cliente asume el costo de los cambios del mismo y los consumos del sistema de monitoreo y comunicaciones generados*”
- iv. Establecer listas de chequeo para los puntos de control que permitan que el personal tanto de la empresa distribuidora como contratista o auditora, tengan la claridad para realizar dicha medición. Por ejemplo, en la Tabla No. 9 se realiza una lista de chequeo con respecto al punto de control de la evaluación de una información obtenida en una visita técnica que ha presentado como novedad una anomalía técnica.

Tabla 9 Lista de verificación

Crterios	Siempre	A veces	Nunca
Los clientes demuestran nerviosismo al ver los inspectores de CODENSA observando sus medidores		x	
Cientes a quienes se les ha descubierto tomas ilegales y han mostrado algún tipo de remordimiento			x
Los clientes a los cuales se les han retirado tomas ilegales han vuelto a incurrir en ellas	x		
Los clientes reflejan una cultura ahorrativa en el consumo eléctrico			x
Los clientes son receptivos con los problemas de mantenimiento energético o fallas eléctricas		x	
Los clientes son receptivos con cualquier personal perteneciente a la empresa CODENSA			x
Los clientes muestran comportamiento ético ante los imprevistos identificados de pérdidas no técnicas		x	
Los clientes proporcionan información al personal de CODENSA sobre tomas ilegales.			x

Fuente: elaboración propia (2020)

En la lista de verificación (Tabla No 9) se puede observar que los criterios que más se presentan, según la percepción de los investigadores durante las observaciones directas en el campo de trabajo a los clientes pertenecientes a los circuitos del sector patio bonito UPZ 82, se refiere que mayormente los clientes nunca han colaborado con información de tomas ilegales, de igual forma nunca han sido receptivos con el personal que realiza las labores de inspección a las acometidas eléctricas, además se menciona que nunca se ha observado una cultura ahorrativa en esa zona, y los clientes a los cuales se les ha detectado hurto no han mostrado remordimiento ético por tal efecto solo justificándose en los altos costos del servicio como excusa a la acción de ilícita. Este es un claro ejemplo de un punto de control adicional en un proceso interno.

Para la estrategia No. 1 se considera la siguiente línea de tiempo (tabla 10) la cual esta seccionada en tres periodos de seis meses (distinción por colores) teniendo en cuenta la necesidad de ejecutar revisiones periódicas del avance de la estrategia.

Tabla 10. Cronograma Estrategia No. 1

Actividad / acción	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
Estrategia No. 1 Administrativa																		
<i>Revisión de los procedimientos internos para la inspección de las pérdidas no técnicas</i>	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Verificar los puntos de control existentes	■						■						■					
Anexar puntos de control		■						■						■				
Insertar lista de chequeo		■						■						■				
<i>Revisión de los procedimientos internos para la verificación de la información de las pérdidas no técnicas</i>	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Verificar los puntos de control existentes	■						■						■					
Anexar puntos de control		■						■						■				
Insertar lista de chequeo		■						■						■				
<i>Revisión de los procedimientos internos para la evaluación y análisis de la información de las pérdidas no técnicas</i>	■			■			■			■			■			■		
Verificar los puntos de control existentes	■						■						■					
Anexar puntos de control		■						■						■				
Insertar lista de chequeo		■						■						■				
<i>Revisión de los procedimientos de cobro jurídicos internos de la información de las pérdidas no técnicas.</i>	■			■			■			■			■			■		
Verificar los puntos de control existentes	■						■						■					
Anexar puntos de control		■						■						■				
Insertar lista de chequeo		■						■						■				

Fuente: Propia

4.1.2 Estrategia No. 2 Contractual con terceros:

En esta estrategia se pretende que la empresa distribuidora de energía modifique las condiciones contractuales con las empresas contratistas que tienen a su cargo los trabajos de acometidas, inspecciones, auditorías y evaluaciones, para que se realice un plan de rotación periódico de las zonas asignadas con el propósito de minimizar las posibles vulnerabilidades del talento humano frente a los actos de corrupción.

Además, se hace necesario implementar un plan de auditorías internas para los contratistas con consecuencias jurídicas y económicas frente a hallazgos de defraudación presentado tanto para el personal involucrado como para la empresa que no involucre suficientes puntos de control.

Tabla 11. Cronograma Estrategia No. 2

Actividad / acción	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
<i>Estrategia No. 2 Contractual con terceros</i>																		
<i>Plan de rotación a las zonas cubiertas</i>																		
<i>Plan de auditorías internas</i>																		

Fuente: Propia

4.1.3 Estrategia No. 3 Técnica:

Y como último, pero no menos importante es la estrategia técnica, para este propósito se propone incluir en el programa actual de implementación de medidores inteligentes que ejecuta la empresa ENEL - Codensa, un plan de priorización de zonas para el cambio de los medidores que incluya un método estadístico de identificación de las zonas más afectadas por pérdidas no técnicas.

Se hace conveniente realizar un análisis periódico que incluya las siguientes acciones:

- Realizar una priorización cada seis meses de zonas, tomando como ejemplo el análisis del presente estudio.
- Reemplazar los medidores de energía convencionales por medidores inteligentes en aquellas zonas priorizadas de mayor pérdida como plan piloto.
- Establecer un mecanismo para obtener las pérdidas no técnicas reales en los circuitos de baja tensión con instrumentos de medición en campo, para alimentar la base de datos del estudio semestral y así mejorar la precisión en términos de diagnósticos y priorización de zonas afectadas.

Para el caso de estudio se priorizó el sector del circuito CK11, PESQUERO, en el cual se observa la mayor cantidad de pérdidas no técnicas en los 6 meses estudiados, que comprende las siguientes cifras para el cambio de los medidores:

Tabla 12 Contadores análogos priorizados para el cambio por contadores monitoreado por red

# clientes en el circuito	# medidores con hallazgos	# medidores priorizados a cambiar	Valor aproximado para el cambio del medidor monitoreado	Valor promedio de pérdida No técnica mensual por medidor
6.124	191	191	\$1.836.000*	\$ 209.141,72 (375,27kW*\$557,31)

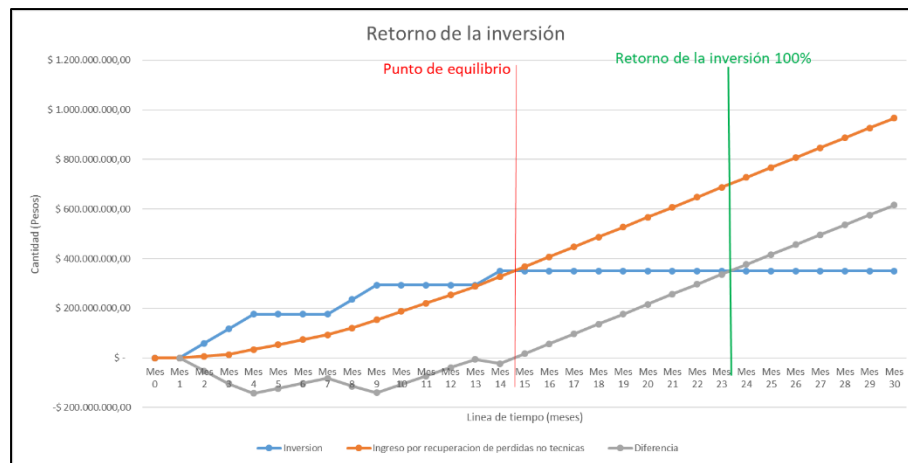
*Costo aproximado

Fuente: Propia

Teniendo como ejemplo la inversión total de \$ 350.676.000, para el reemplazo de los 191 medidores con hallazgos durante los 18 meses, se observa que el punto de equilibrio se alcanza en el mes 15 (periodo de recuperación), adicionalmente el retorno de la inversión con respecto a los ingresos recuperados por disminución de las pérdidas no técnicas se causaría en el mes número 24 (figura 4-1).

Se analizó que durante la primera intervención (meses 2, 3 y 4) se evidencia una disminución de las pérdidas no técnicas del 30%, mientras que para la segunda intervención (meses 8 y 9) la reducción de las pérdidas disminuye al 64% y en la última intervención que se realizaría en el mes 14, la reducción de pérdidas no técnicas alcanza el 100%.

Figura 4-1 gráfica de retorno de la inversión.



Fuente: Elaboración Propia

El tiempo para desarrollar la estrategia se enuncia a continuación:

Tabla 13. Cronograma Estrategia No. 3

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
Estrategia No. 3 Técnica																		
Priorización de zonas.																		
Reemplazar los medidores de energía en aquellas zonas priorizadas de mayor pérdida.																		
Establecer un mecanismo para obtener las pérdidas no técnicas reales en los circuitos de baja tensión con instrumentos de medición en campo																		

Fuente: Propia

4.2 Recursos para la implementación

Para la implementación de la estrategia administrativa se hace necesario contar con un grupo de trabajo mínimo, de la siguiente manera:

Tabla 14 Personal mínimo para la ejecución del plan de reducción

Personal	Cantidad total	Estrategia No. 1	Estrategia No. 2	Estrategia No. 3	Observaciones
Gerente	1	N/A	N/A	N/A	Persona adicional a la nómina encargada de la gerencia del Plan de reducción con sus tres estrategias
Coordinador de Estrategia	3	1	1	1	Persona adicional a la nómina. Cada coordinador se encarga de diseñar, implementar, ejecutar y evaluar la estrategia.
Personal de ejecución	18	3 (1 con conocimientos jurídicos, 1 con conocimientos organizacionales y 1 con conocimientos técnicos)	3 (1 con conocimiento jurídico y 2 con conocimiento técnico)	12 (2 para cada circuito de Media tensión)	Personal para la implementación mínima de la estrategia

Fuente: Propia

Con un costo adicional de la nómina aproximado de \$54.500.000 mensuales para un pago de salarios para el gerente de \$5.000.000, 3 coordinadores con un salario de \$4.500.000 y un salario de \$2.000.000 para cada uno de los integrantes del personal de ejecución.

Este plan para que sea efectivo y logre la reducción mínima del 25% de las pérdidas no técnicas, se hace necesario que se realice con un mínimo de tiempo de un año y medio, repartidos en 3 ciclos de cada una de las estrategias como se expresa en el anexo C (Cronograma general de ejecución)

Conclusiones

El presente estudio determinó cuales y cuantas son las pérdidas de energía eléctrica no técnicas en los circuitos de media y baja tensión existentes en la UPZ 82 Patio Bonito de la ciudad de Bogotá D.C. durante los seis meses estudiados y su implicación económica, jurídica, humana y técnica.

Además, se calculó las pérdidas de energía no técnicas, que representan el 72,7 % de las pérdidas totales, en cada uno de los circuitos de media tensión en la UPZ 82 zona de Patio Bonito en el transcurso de los últimos 6 meses. Llegando a concluir que se perdieron en total de 3598,41 MWh, con un costo aproximado de \$ 2.005'430.864 para la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica.

Se identificaron y priorizaron los circuitos de baja tensión que tienen la mayor afectación por pérdidas no técnicas permitiendo fundamentar el plan de intervención propuesto en el presente trabajo, adicionalmente el circuito número 4778 es el más afectado con 146.007 kWh durante los seis meses, lo cual representa un detrimento aproximado de \$ 81.371.406

El análisis de dispersión entre los valores facturados y los valores registrado en los circuitos de baja tensión realizado para cada uno de los meses del estudio, confirmó que existe una relación fuerte entre las dos variables referidas la cual se caracteriza por ser positiva, adicionalmente la variabilidad de los datos facturados al cliente pueden ser explicados en la mayoría de los meses con un porcentaje superior al 77% en razón a la variación de los datos registrados en cada uno de los circuitos.

La información obtenida en el estudio fue analizada, comparada y evaluada estadísticamente con el fin de originar tablas comparativas, mapas de calor y con ello identificar las zonas más vulnerables a las pérdidas técnicas, destacándose que los barrios acacias de Kennedy, almendrales y patio bonito III, se constituyen en los sectores donde se concentra la mayor afectación por pérdidas no técnicas.

Además, se puede observar que las causa más frecuentes de pérdidas no técnicas son las fallas de medidas, esto puede deberse a la existencia de medidores defectuosos, también se infiere la posibles ocurrencia de sobornos de los clientes hacia los funcionarios a la hora de tomar medidas, esta hipótesis cobra fuerza ya que es casi imposible que ese porcentaje tan elevado de medidas sea errado, esto significa que es otra forma distinta de defraudación por parte de los clientes, con el agravante que involucra la complicidad de personal perteneciente a la empresa, y por último, se concluye en el estudio que la práctica de hurto eléctrico es la causa más alta de las pérdidas no técnicas.

Se observa en el presente estudio que siempre a los clientes que se les retiran tomas ilegales vuelven a incurrir en ellas, lo cual implica una falta de ejecución legal que castigue los hechos de hurto del servicio eléctrico.

Se establece un plan de reducción de pérdidas no técnicas, en la UPZ 82 patio bonito de la ciudad de Bogotá, que de seguirse cada uno de los puntos establecidos se reduciría mínimo en un 50% las pérdidas no técnicas relacionadas con el circuito de mayor pérdida, lo cual significa una disminución aproximada del 25% de las pérdidas totales.

Recomendaciones

Se recomienda a la empresa Codensa SA, la validación interdisciplinaria del plan de reducción de pérdidas no técnicas propuesto en esta investigación, con el propósito de validar los recursos logísticos, presupuestales y de talento humano proyectados para su eventual ejecución.

Es recomendable que la valoración presupuestal de pérdidas no técnicas calculadas en el estudio, sea realizado nuevamente con las tarifas vigentes al momento de pretender validar la eventual implementación del plan de reducción de pérdidas no técnicas.

El costo del cambio de tecnología actual a la monitoreada por red será elevado para la empresa, sin embargo, el retorno de la inversión para la empresa se causa en el mes 24 del cronograma, sin embargo, es recomendable revisar la proyección temporal del plan de reducción de pérdidas no técnicas para ajustarlo según las capacidades de la empresa Codensa S.A.

A. Anexo: BALANCE DE CONSUMO MEDIA TENSIÓN

SE	CODI GO_CI R	NOMB_CTO	FECHA	ENTRADAS MWh	SALIDAS MWh	PÉRDIDAS TOT MWh	PÉRDIDAS TEC MWh	PÉRDIDAS NTEC MWh
CHICALA	CK11	PESQUERO	201909	1459,06	1114,94	344,13	46,97	297,15
CHICALA	CK11	PESQUERO	201910	1465,86	1067,05	398,81	46,97	351,83
CHICALA	CK11	PESQUERO	201911	1416,62	956,40	460,22	46,97	413,25
CHICALA	CK11	PESQUERO	201912	1538,93	1070,03	468,89	46,97	421,92
CHICALA	CK11	PESQUERO	202001	1405,63	1013,57	392,06	46,97	345,09
CHICALA	CK11	PESQUERO	202002	1419,25	949,87	469,38	46,97	422,40
CHICALA	CK13	BOSALINDA	201909	1335,59	1207,00	128,59	44,13	84,47
CHICALA	CK13	BOSALINDA	201910	1382,81	1221,73	161,08	44,13	116,95
CHICALA	CK13	BOSALINDA	201911	1229,17	1046,68	182,49	44,13	138,36
CHICALA	CK13	BOSALINDA	201912	1429,54	1218,93	210,61	44,13	166,48
CHICALA	CK13	BOSALINDA	202001	1285,14	1134,83	150,31	44,13	106,18
CHICALA	CK13	BOSALINDA	202002	1221,16	1043,64	177,52	44,13	133,39
CHICALA	CK17	REINA	201909	1113,17	1069,12	44,05	22,25	21,80
CHICALA	CK17	REINA	201910	1155,00	1062,13	92,87	22,25	70,61
CHICALA	CK17	REINA	201911	1072,93	970,80	102,13	22,25	79,88
CHICALA	CK17	REINA	201912	1173,58	1060,33	113,25	22,25	91,00
CHICALA	CK17	REINA	202001	1101,86	1014,97	86,89	22,25	64,64
CHICALA	CK17	REINA	202002	1071,41	971,00	100,41	22,25	78,15
CHICALA	CK19	TABLADO	201909	653,05	631,62	21,43	40,04	0,00
CHICALA	CK19	TABLADO	201910	702,64	644,06	58,58	40,04	18,55
CHICALA	CK19	TABLADO	201911	600,54	546,55	53,99	40,04	13,96
CHICALA	CK19	TABLADO	201912	700,18	644,13	56,05	40,04	16,02
CHICALA	CK19	TABLADO	202001	646,77	596,81	49,96	40,04	9,93
CHICALA	CK19	TABLADO	202002	601,82	544,73	57,09	40,04	17,05
CHICALA	CK21	T_BUENA	201909	714,98	705,44	9,54	45,89	0,00
CHICALA	CK21	T_BUENA	201910	745,31	687,49	57,82	45,89	11,93
CHICALA	CK21	T_BUENA	201911	670,46	608,01	62,45	45,89	16,56
CHICALA	CK21	T_BUENA	201912	749,55	688,70	60,84	45,89	14,95
CHICALA	CK21	T_BUENA	202001	698,27	647,64	50,63	45,89	4,74

SE	CODI GO_CI R	NOMB_CTO	FECHA	ENTRADAS MWh	SALIDAS MWh	PÉRDIDAS TOT MWh	PÉRDIDAS TEC MWh	PÉRDIDAS NTEC MWh
CHICALA	CK21	T_BUENA	202002	659,64	604,11	55,53	45,89	9,64
CHICALA	CK22	BOSCAN	201909	1347,39	1295,96	51,43	35,56	15,87
CHICALA	CK22	BOSCAN	201910	1335,92	1297,94	37,98	35,56	2,42
CHICALA	CK22	BOSCAN	201911	1208,54	1161,80	46,74	35,56	11,18
CHICALA	CK22	BOSCAN	201912	1345,43	1297,60	47,83	35,56	12,27
CHICALA	CK22	BOSCAN	202001	1271,35	1231,90	39,45	35,56	3,89
CHICALA	CK22	BOSCAN	202002	1212,42	1160,96	51,46	35,56	15,90

B. Anexo: BALANCE DE CONSUMO DE BAJA TENSIÓN

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
59491	PESQUERO	25999	26978	28689	25847	28111	32207
57815	PESQUERO	7058	7054	7175	7031	7173	7357
44727	PESQUERO	6134	6381	6593	6242	6603	6870
44726	PESQUERO	14682	14988	15355	14745	15526	16701
44725	PESQUERO	12672	13611	14686	12760	14507	13177
44724	PESQUERO	16041	17948	19379	16023	19499	18390
44723	PESQUERO	13838	14444	14970	13979	15104	15780
44722	PESQUERO	16895	18214	19886	16830	19805	22937
44721	PESQUERO	18094	20039	22051	18312	21942	21657
28126	PESQUERO	13907	14277	14798	13925	15182	17092
5133	PESQUERO	720	763	763	752	763	645
5132	PESQUERO	9893	11082	11882	10397	11924	12613
5131	PESQUERO	15031	15999	17131	15171	17345	21453
5130	PESQUERO	18781	20312	21693	19227	21497	24819
5129	PESQUERO	23667	25133	26255	23803	26064	30757
5128	PESQUERO	26501	28658	30440	26758	30226	32384
5127	PESQUERO	33896	36076	37877	34273	37563	41153

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
5126	PESQUERO	11109	11397	11908	10922	12036	14139
5125	PESQUERO	10169	10396	10552	10113	10672	13027
5124	PESQUERO	19122	20613	21580	19230	21502	21812
5123	PESQUERO	19994	20531	20914	19735	21005	23814
5122	PESQUERO	21592	22433	23288	21411	23234	25506
4821	PESQUERO	21007	22396	23201	21072	23131	24234
4820	PESQUERO	21601	24119	25813	21964	25848	27065
4819	PESQUERO	14385	15073	15608	14851	15337	15105
4818	PESQUERO	21541	23315	24866	21827	24786	27855
4784	PESQUERO	28788,54	30103	31664	29065	31642	32986
4783	PESQUERO	13346	13895	14027	13401	14250	15942
4782	PESQUERO	18450	18916	19669	18396	19745	21610
4781	PESQUERO	28080	30160	31550	28167	31893	33125
4780	PESQUERO	17597	18413	18870	17556	18980	20409
4779	PESQUERO	21753	23079	23949	22128	23751	27130
4778	PESQUERO	30313	32456	34247	30507	34562	33347
4776	PESQUERO	25893	27028	28387	26019	28050	29851
4775	PESQUERO	28653	30307	31265	28842	31492	30128
4774	PESQUERO	41076	42946	45660	41152	44759	46313
4773	PESQUERO	28098	30302	32331	28365	31874	32533
4772	PESQUERO	25548	28462	29980	25855	30194	30682
4771	PESQUERO	27990	29834	31749	28004	31324	33327
4766	PESQUERO	26448	27761	29353	26557	28843	30583
4764	PESQUERO	27216	31755	34958	27476	35412	32935
4763	PESQUERO	45760	48978	51927	46209	52043	48174
4762	PESQUERO	18568	20033	21565	19063	21191	18520

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
4761	PESQUERO	23283	25787	27889	23569	27356	25387
4477	PESQUERO	30823	33525	35241	30976	35250	35695
2465	PESQUERO	7859	7599	8399	7891	8057	7710
7039	BOSALINDA	5638	6887	8428	5642	7916	5865
7038	BOSALINDA	15236	17074	19376	14872	19646	19633
4813	BOSALINDA	15359	16391	17844	15772	17446	18449
4812	BOSALINDA	22172	24971	26711	22677	26696	27439
4811	BOSALINDA	21157	21826	22456	20966	22176	26363
4807	BOSALINDA	24397,67	24888	25461	24353	25578	28311
4806	BOSALINDA	13910	14689	15085	14064	15366	16298
4805	BOSALINDA	31585	33280	34505	31892	34984	34370
4804	BOSALINDA	14917	16090	17287	15027	16799	17481
4803	BOSALINDA	14982	15414	15730	15103	15746	17167
4802	BOSALINDA	17697	18499	19125	17704	19243	20124
4801	BOSALINDA	7100	7689	8162	7083	8059	7005
4800	BOSALINDA	13075	14429	15071	13359	15172	14891
4797	BOSALINDA	33663	35645	37410	34152	36802	37846
4796	BOSALINDA	22534	25331	28071	22644	28150	24637
4795	BOSALINDA	10872	12049	13214	11046	14105	15229
4794	BOSALINDA	22665	24889	27180	22607	26937	24964
4793	BOSALINDA	22661	23637	25749	22195	25525	28597
4792	BOSALINDA	19166	21047	22876	19401	22829	22182
4791	BOSALINDA	26575	28850	30659	26838	30577	29373
4790	BOSALINDA	19983	22450	24125	20448	24547	23281
4789	BOSALINDA	19597	21166	22687	19774	23321	23563

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
4788	BOSALINDA	21499	22825	24547	21544	24561	26200
4787	BOSALINDA	23822,64	25069	26372	23885	25906	25966
4786	BOSALINDA	22466	23581	24843	22467	25017	24578
4785	BOSALINDA	18089	18996	19403	18048	19635	20471
2701	BOSALINDA	27547	30196	32866	27480	32471	31591
2700	BOSALINDA	45447	47866	51208	45025	50828	48525
2697	BOSALINDA	25753	32214	38366	25744	38335	32404
2696	BOSALINDA	30167	33933	38627	30390	39384	34072
2695	BOSALINDA	12278,31	15024	17062	12170	17690	14451
2694	BOSALINDA	13042	15031	16306	12982	16438	16764
2693	BOSALINDA	18516	22020	24883	18561	25564	22366
2692	BOSALINDA	22801	27700	31222	23274	31338	27338
2691	BOSALINDA	32557	35494	38596	32355	39197	35727
2690	BOSALINDA	19529	21473	23430	19472	22812	20860
2689	BOSALINDA	12928	13335	14206	12795	14443	15653
2688	BOSALINDA	12347	13831	14997	12189	14905	14841
2687	BOSALINDA	20291	22556	24906	20656	24278	24891
2686	BOSALINDA	21688	22369	23047	21530	23355	24643
2685	BOSALINDA	8784	9223	9712	8863	9664	11441
2684	BOSALINDA	10013	10692	10940	10071	11032	11142
2683	BOSALINDA	22217	23586	25499	22052	25725	25159
2682	BOSALINDA	10191	11439	12754	9894	12539	11082
2472	BOSALINDA	9264	9479	9478	9312	9554	11134
2471	BOSALINDA	24443	28426	31492	24124	31904	27244
2452	BOSALINDA	26348	27394	27886	26583	28185	31016

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
2451	BOSALINDA	20413	21325	22017	20533	22104	22047
2449	BOSALINDA	10505	11082	11427	10564	11477	11466
2448	BOSALINDA	18311	20403	21610	18827	21991	21228
2446	BOSALINDA	22994	23487	24350	23104	24386	28545
2445	BOSALINDA	18253	19586	20620	18314	20589	20491
2444	BOSALINDA	26190	28001	29046	26248	28801	30591
88975	REINA	5093	5275	5340	5070	5304	5142
60589	REINA	21109	22307	23064	21225	23214	20979
55180	REINA	28276	30150	31041	28469	31487	31685
54042	REINA	22431	23906	26018	22370	25551	24112
54041	REINA	16429	16938	17275	16399	17340	17699
7593	REINA	46383	48541	50804	46349	51106	50191
7592	REINA	36174	38330	40478	36373	40705	39851
7590	REINA	25158	26625	27795	25253	27344	27255
7393	REINA	19615	20387	21014	19857	20981	20817
2656	REINA	34409	35524	36604	34449	36257	35848
2442	REINA	28246	28448	29237	27991	28965	32569
2441	REINA	20052	21586	22703	20391	22689	22811
2438	REINA	27753	28293	29039	27753	29188	31701
2437	REINA	28890	30346	32117	28581	32620	34626
2436	REINA	31680	32193	33178	31429	33228	34127
2435	REINA	19661	20206	20837	19768	21022	21835
2434	REINA	18751	19804	20685	18903	20604	22374
2433	REINA	18954	20233	21466	19115	21394	20412
2424	REINA	30676	32810	35055	30413	35244	33604

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
2423	REINA	46940	49256	51329	46988	51447	50961
2422	REINA	22977	24710	25850	22931	26614	24738
2421	REINA	27424	27718	28333	27185	28382	29680
1489	REINA	35898,9	38576	40915	36298	41322	39219
1488	REINA	32406	33509	34873	32406	34556	38220
1487	REINA	36328	37864	39642	36088	39882	40147
1486	REINA	30195	31265	32470	30743	32497	32389
1483	REINA	20278	20638	21161	20102	21086	23539
1482	REINA	30964	32417	33422	30806	33844	33072
1481	REINA	8023	8127	8425	7976	8458	9038
1480	REINA	2609	2586	2649	2570	2762	3005
1479	REINA	26939	28242	30279	27008	30298	29105
1463	REINA	35074	36680	38945	34600	39051	39705
291	REINA	1645	1720	1775	1567	1892	1598
290	REINA	25817	26985	27970	25722	27903	29903
289	REINA	34770	36803	38689	34448	38491	40307
286	REINA	57901,15	59859	62756	58146	62183	61205
283	REINA	15070	16113	17098	15053	17222	15648
79330	TABLADO	1227,76	1436	1733	1174	1659	1144
57701	TABLADO	25984	29474	31865	26521	32519	30445
2665	TABLADO	33288	35757	37624	33710	37630	36840
2664	TABLADO	28565,6	29645	31080	28423	30800	31978
2663	TABLADO	42910	43995	44989	42897	45238	46554
2662	TABLADO	25397	26711	28047	25607	27758	29187
2661	TABLADO	49931	53083	56270	49872	56347	54952

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
2660	TABLADO	55973	59597	62482	56305	62575	63533
1514	TABLADO	31186	35023	38256	31188	38559	34596
1513	TABLADO	10277	13349	16763	10111	16162	12957
1512	TABLADO	11384	13720	16226	11321	15977	14166
1510	TABLADO	28187	31977	34769	28590	34718	32214
1509	TABLADO	19580	21954	24185	19268	24196	22021
1508	TABLADO	22481	25970	28881	22712	28782	26851
1507	TABLADO	27783	31392	34566	28275	34651	36393
1506	TABLADO	26032	27600	29913	25900	29636	29564
1505	TABLADO	31586	33810	36388	31185	36661	41658
1503	TABLADO	20457	22145	24371	20667	23956	24091
1502	TABLADO	26480	29465	31525	26728	31313	32030
1501	TABLADO	26020	30703	34197	26095	34919	30448
44701	T_BUENA	25225	28640	31594	25971	31557	32727
28123	T_BUENA	114	131	131	131	131	176
11111	T_BUENA	6350	6366	6535	6366	6407	6480
7479	T_BUENA	18207	19651	20646	18629	20596	22611
7324	T_BUENA	12205	12485	12876	12107	13003	13643
7323	T_BUENA	13868	14600	15544	13944	15416	16709
7322	T_BUENA	15563	16830	17702	15943	18013	18155
7321	T_BUENA	17169	18547	19579	17339	19481	20514
7320	T_BUENA	23291	26028	28563	23634	28290	27727
7319	T_BUENA	14749	15743	16822	14932	16279	17128
7318	T_BUENA	16171	17124	17970	16182	17851	18214
7317	T_BUENA	23742	25189	26878	23752	27053	23673

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
7316	T_BUENA	21102	22364	23989	21180	23315	22451
7315	T_BUENA	22534	24426	26591	22805	26359	26103
7314	T_BUENA	23941	26240	28508	24231	28756	29075
7313	T_BUENA	24545	26545	28109	24633	28822	29113
7312	T_BUENA	29480	31493	33247	29712	32844	33046
7311	T_BUENA	20707	22338	23753	20845	23586	23969
7310	T_BUENA	27369	29396	31375	27204	31456	29813
4817	T_BUENA	21320	22167	22640	21255	22929	24718
4816	T_BUENA	23470	24814	25836	23384	26288	25923
4815	T_BUENA	9091	9599	10156	9042	10278	10379
4814	T_BUENA	18585	19389	20197	18713	20139	22796
4810	T_BUENA	22076	23507	24481	22025	24523	25646
4809	T_BUENA	34447	35145	36393	34428	36073	36526
4808	T_BUENA	16072	16184	16460	15994	16688	18057
4765	T_BUENA	32590	34719	36739	32566	36495	36812
2699	T_BUENA	18077	19695	21463	18301	21089	23568
2698	T_BUENA	29385	35126	40463	29774	40511	33963
2677	T_BUENA	22664	23155	23463	22987	23258	35724
79158	BOSCAN	20099	20723	20866	18644	20827	20033
75244	BOSCAN	34273	35425	36539	34389	36376	46642
72766	BOSCAN	26116	26528	26563	26707	26555	38781
72698	BOSCAN	88287,87	92915	97742	88656	97689	65408
71991	BOSCAN	75731,72	75899	75898	75769	75901	75712
71978	BOSCAN	7462	7581	7766	7456	7855	7826
71622	BOSCAN	21623	21967	22517	21250	22213	27367

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
61960	BOSCAN	9105,68	10411	11199	10304	11090	9275
44929	BOSCAN	7181	7310	7438	7115	7476	7422
4798	BOSCAN	11038	12420	13720	10834	13709	13669
2308	BOSCAN	17250	18324	19476	17277	19302	19311
2307	BOSCAN	14157	14147	14467	13644	14602	14299
2306	BOSCAN	22125	24275	25702	21985	25967	24728
2305	BOSCAN	31216	32782	34660	30810	34726	38481
2304	BOSCAN	11576	11631	11711	11392	11657	13352
2303	BOSCAN	14439	14792	15137	14440	15175	15973
2301	BOSCAN	13722	14045	14415	13701	14409	17034
2300	BOSCAN	14264	15768	17134	14201	17505	15682
2299	BOSCAN	18555	19412	20100	18597	20109	18727
2298	BOSCAN	15559	16642	17960	15414	17830	16000
2297	BOSCAN	16102	18363	19715	16405	19950	19854
2296	BOSCAN	14886	14835	15239	14731	15286	17534
2295	BOSCAN	21043	22417	23085	21408	23306	23403
2293	BOSCAN	21585	22816	23896	21404	23842	24746
2292	BOSCAN	20731	22126	23522	20861	23294	24173
2290	BOSCAN	2952	3161	3237	3041	3237	3648
2289	BOSCAN	16519	16784	16824	16715	16808	19015
2288	BOSCAN	9684	9631	9631	9734	9631	12810
2287	BOSCAN	8630	8490	8490	8626	8490	10626
2286	BOSCAN	21064	22481	24040	21036	23570	24528
2284	BOSCAN	18357	18555	19106	18227	18685	20563
2283	BOSCAN	25861	28411	29880	26502	30622	27620

CÓDIGO	NOMBRE	CONS FEB (kWh)	CONS ENERO (kWh)	CONS DIC (kWh)	CONS NOV (kWh)	CONS OCT (kWh)	CONS SEPT (kWh)
2282	BOSCAN	24139	25272	26580	24021	26369	26193
2281	BOSCAN	16842	17261	17842	16754	17861	18398
2280	BOSCAN	36716	39787	42303	36892	42487	41634
2279	BOSCAN	33355	35277	37898	33348	37693	35483
2278	BOSCAN	21937	22590	23432	21719	23706	26193
2277	BOSCAN	25588	27228	29258	25927	29244	29024
2276	BOSCAN	22541	25655	27818	22708	27858	23625
2275	BOSCAN	32054	35630	38637	32339	38958	37912
2274	BOSCAN	21496,46	22489	23530	21446	23473	24792
2273	BOSCAN	20792	22308	23391	20854	23812	25760
2272	BOSCAN	15826	17799	19596	15873	19197	20161
2271	BOSCAN	24799	26349	28390	24478	28544	28789
1520	BOSCAN	132	85	85	100	85	333
1519	BOSCAN	27584	29061	30694	27670	30466	32181
1518	BOSCAN	42044	46144	50181	42607	49715	50069
1517	BOSCAN	33640	36623	39640	33455	39880	38962
1516	BOSCAN	37657,06	41515	44530	37939	44566	44732
1515	BOSCAN	31004	34110	37641	30577	37894	35099
1500	BOSCAN	21618	25652	28480	21820	28439	22380

C. Anexo: CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

ITEM	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
Estrategia No. 1 Administrativa																		
<i>Revisión de los procedimientos internos para la inspección de las pérdidas no técnicas</i>	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Blue	Blue	Blue	Blue	Blue	Blue
Verificar los puntos de control existentes	Yellow						Green						Blue					
Anexar puntos de control		Yellow						Green						Blue				

Bibliografía

- Apaza, M.(2017). Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del servicio eléctrico puno alimentador 101-concesion eléctrica de electropuno s.a.a (Tesis de pregrado) Universidad Nacional del Altiplano. Recuperado de: http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/7044/Apaza_Tapia_Mariela.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Arias, F. (2012). El proyecto de investigación científica. *El proyecto de investigación científica*. Caracas - Venezuela: Editorial episteme, 6ta edición.
- Arroyo, J. (2015). *Implementación de un sistema de Tele gestión en la Empresa Eléctrica pública de Guayaquil* (Tesis de Maestría). Universidad católica de Santiago de Guayaquil, Ecuador. Recuperado de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/3129/1/T-UCSG-POS-MTEL-32.pdf>
- Codensa. (2014). Estadísticas pérdidas no técnicas. *Mercado de Energía y Tarifas* (pág. file:///C:/Users/Invitado/Downloads/FORO_INDUSTRIALES_COD_2014_VFINAL.pdf). Colombia: Foros industriales Cód. Obtenido de file:///C:/Users/Invitado/Downloads/FORO_INDUSTRIALES_COD_2014_VFINAL.pdf
- Enel Codensa. Memorias Anuales [sitio web]. 2018. [Consultado: 8 de Enero de 2020]. Disponible en:

- co/español/accionistas_e_inversionistas/distribución/información_financiera/memorias_anuales/2018/Memoria-anual-Codensa-2018.pdf
- Correa, W. (2016). *Evaluación de los Procedimientos en el Diagnóstico de Pérdidas de Energía Eléctrica Implementados por EDEC S.A* (Tesis de pregrado). Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Tunja, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1714/1/TGT-398.pdf>
- CREG. (2005). Marco teórico. *DEFINICIÓN DE LA FÓRMULA TARIFARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO* (págs. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/ab68c90409ee96f60525785a007a6b7e/\\$FILE/D-020%20DEFINICI%C3%93N%20F%C3%93RMULA%20TARIFARIA%20.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/ab68c90409ee96f60525785a007a6b7e/$FILE/D-020%20DEFINICI%C3%93N%20F%C3%93RMULA%20TARIFARIA%20.pdf)). Colombia: Comisión de regulación de energía y gas.
- Estadigrafo. (31 de agosto de 2016). Coeficiente de Correlación. Matemática, Estadística y Probabilidad. México, México. Recuperado el 15 de septiembre de 2020, de <https://youtu.be/aKsjilxc5ww>
- Hernández, F. y. (2003). *Metodología de la Investigación*. México: Mc Graw-Hill. .
- Hernández Sampieri, R. (2016). *Metodología de la investigación*. Mexico DF: MCGRAW-HILL.
- Ley 142 (11 de julio de 1994). *Congreso de Colombia. "Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial No. 41.433. Bogotá D.C. Colombia. Recuperado de: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html
- Ley 599. (24 de julio de 2000). *Congreso de Colombia. Por la cual se expide el Penal*. Diario Oficial 44097. Bogotá D.C. Colombia. Recuperado de: https://www.unodc.org/res/cld/legislation/can/codigo-penal_html/Codigo_Penal.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. (2010). Resolución 184 de 2010 *por la cual se ordena hacer público tres proyectos de resolución de carácter general, para definir la metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas o técnicas en los*

sistemas de distribución local. Bogotá D.C. Colombia. Recuperada de:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2010-Creg184-2010>

Ministerio de Minas y Energía. (1997). Resolución 108 de 1997 *por la cual se señalan criterios generales sobre la protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación y comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones*. Bogotá D.C. Colombia. Recuperada de:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5704b5b3164bd1620525785a007a63c3/\\$FILE/Cr108-97.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5704b5b3164bd1620525785a007a63c3/$FILE/Cr108-97.pdf)

Ministerio de Minas y Energía. (2007). Resolución 119 de 2007 *por la cual se aprueba la formula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá D.C. Recuperado de:
https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/creg_119_de_2007.pdf

Morrison, M. (06 de junio de 2014). Las pérdidas de energía y su impacto en el déficit eléctrico. *Lintín Diario*. Recuperado de:
<https://listindiario.com/economia/2014/06/06/324767/las-perdidas-de-energia-y-su-impacto-en-el-deficit-electrico>

Naranjo, F. (17 de agosto de 2011). Pérdidas por robo de energía ascienden a 130.000 millones. *Portafolio*. Recuperado de :
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/perdidas-robo-energia-ascienden-130-000-millones-118246>

Redacción Vanguardia. (18 de junio de 2019). Hurto de energía eléctrica en el área metropolitana de Bucaramanga, un delito de 'alta tensión'. Vanguardia, págs. 1-2. Recuperado el 30 de julio de 2020, de <https://www.vanguardia.com/informes-comerciales/informacion-comercial/hurto-de-energia-electrica-en-el-area-metropolitana-de-bucaramanga-un-delito-de-alta-tension-YX1088076>

- Rodríguez, R. (febrero de 2007). *Revista afinidad eléctrica*. Obtenido de Tendencias en medición, detección de robos en energía eléctrica: <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=38>
- Romero López, D., & Vargas Rojas, A. (2013). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. *Revista De La Maestría En Derecho Económico*, 6(6), 221-257. Recuperado a partir de <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172>
- Romero, E & Guerra, J & Tapia, I & Morales, J & Ramírez, E. (2018). *Implementación de un prototipo de medidor de energía eléctrica residencial considerando la reducción de pérdidas no técnicas por hurto*. *Revista Publicando*, (1), 66-82. Recuperado de (pág. <https://revistapublicando.org/revista/index.php/crv/article/view/1219>). Ecuador: *Revista Publicando*, 5 No 15. (1). 2018, 66-82. ISSN 1390-9304 Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Tama, F. A. (25 de abril de 2020). Las pérdidas de energía eléctrica. Recuperado el 20 de mayo de 2020, de <http://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>
- Hurto de energía eléctrica en el área metropolitana de Bucaramanga, un delito de 'alta tensión'. (18 de junio de 2019). *Vanguardia*. Recuperado de: <https://www.vanguardia.com/informes-comerciales/informacion-comercial/hurto-de-energia-electrica-en-el-area-metropolitana-de-bucaramanga-un-delito-de-alta-tension-YX1088076>