



**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LOS CIRCUITOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE
BAJA TENSIÓN EN LA ZONA URBANA DE BUCARAMANGA.**

John Alexander Capacho

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Director

Edison Andrés Caicedo Peñaranda, Magíster (MSc) en Controles Industriales

Universidad de Pamplona

Facultad De Ingenierías Y Arquitectura

Departamento de ingeniería eléctrica, electrónica, sistemas y telecomunicaciones

Programa de ingeniería eléctrica

Pamplona, Norte de Santander, Colombia

2022

Dedicatoria

Dedicó de una forma muy especial a mi mami María Patricia Capacho, que siempre ha sido mi pilar y mi gran motivación. Hoy le puedo decirle que tiene a un profesional y que este es uno solo de muchos logros por con seguir juntos. A mis otras mamás que por falta de un padre tengo a dos madres más, la nona Teresa y mi tía Doris que siempre cuento con su apoyo incondicional en los momentos buenos y malos, y sin ella no fuera sido posible este gran logro. Y por último mi hermana Diana que siempre está conmigo apoyándome.

LAS AMO MUCHO

Agradecimientos

Agradezco a la electrificadora de Santander por darme la oportunidad de realizar mi práctica empresarial, al equipo de trabajo de reducción y control de energía por ayudarme en esta etapa de aprendizaje en especial a los ingenieros Geffrey Rincón, Cesar Vasques y la ingeniera Paola Méndez.

Los profesores de la facultad de ingeniería eléctrica en especial a los profesores Edison Caicedo y Henry Sepúlveda que me guiaron en la realización de este proyecto.

A la familia Capacho Pérez y Capacho James que me apoyan y me apoyaron en esta última etapa de estudiante de pregrado. A mi otra familia que siempre me apoyaron Alexa, Leidy, Lamparín, María P, Alejandra C. fastidiosa que pelea por todo y por su puesto a la mejor bacterióloga del mundo Dexy Romero y a Daniel P.

Por último, Alejandra Higon “Cielo” por darme esa última motivación que me hacía falta para terminar esta gran etapa de mi vida y no siempre vuelves a reencontrar a una persona única como ella (café).

Gracias a todos, y como siempre digo “vamos a conquistar el mundo, que digo el mundo, el universo entero, que digo, mejor galaxia entera”

RESUMEN

Las pérdidas de energía eléctrica es una gran problemática que está presente en las empresas distribuidoras de energía eléctrica a nivel nacional y mundial. El objetivo del presente proyecto es diseñar una metodología para la estimación de las pérdidas de energía eléctrica en los circuitos del sistema de distribución de baja tensión en la zona urbana de Bucaramanga. Donde se escogen 12 circuitos de estudio localizados en las diferentes comunas de Bucaramanga. Inicialmente, a estos circuitos se les realiza una estimación de las pérdidas comprendidas entre el mes febrero 2021 a febrero del 2022 y se determina los circuitos más críticos por sus elevados índices de pérdidas de energía eléctrica. En una segunda etapa se ejecuta unas inspecciones a los circuitos seleccionados donde se da conocer las posibles causales y con esto poder determinar las acciones de mejoramiento del método de estimación utilizado con el fin de avaluar las pérdidas de energía. Finalizando, se desarrolla un plan de acciones para la estimación y de reducción o recuperación de las pérdidas de energía eléctrica.

Una de las soluciones para el mejoramiento del método de estimación de pérdidas de energía eléctrica seria la telemedida, esta resulta ser muy efectiva ya que integra tecnología que ayuda a reducir y controlar las pérdidas de energía eléctrica en los circuitos de distribución de baja tensión. Esto, permite a la electrificadora de Santander, tener un control más eficaz en la toma de medida y a su vez de acceso de la información remotamente.

Palabras claves: Pérdidas, estimación, plan, inspección.

ABSTRACT

Electricity losses are a major problem that is present in electricity distribution companies at the national and global levels. The objective of this project is to design a methodology for estimating electrical energy losses in the low voltage distribution system circuits in the urban area of Bucaramanga; where 12 study circuits located in the different municipalities of Bucaramanga are chosen. Initially, these circuits are estimated for losses between February 2021 and February 2022 and the most critical circuits are determined for their high rates of electrical energy losses. In a second stage, inspections are carried out to the selected circuits where the possible causes are known and with this to be able to determine the actions of improvement of the estimation method used in order to evaluate the energy losses. Finally, a plan of actions for the estimation and reduction or recovery of electrical energy losses is developed.

Telemetry is one of the solutions for improving the method of estimating electrical energy losses; it is very effective because it integrates technology that helps reduce and control electrical energy losses in low voltage distributions circuits. This allows the Electrificadora de Santander to have a more effective control in the measurement and in turn access of information remotely.

Keywords: Losses, estimation, plan, inspection.

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	13
II.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
III.	JUSTIFICACIÓN.....	17
IV.	OBJETIVOS.....	18
	A. Objetivo general	18
	B. Objetivos específicos	18
V.	MARCO TEÓRICO	19
	1. Sistemas de distribución.....	19
	1.1 Definiciones del sistema de distribución	20
	1.2 Tipos de sistemas de transporte de energía:.....	21
	1.3 Tipos de niveles de tensión	22
	1.4 Tipos de cargas	22
	2. Redes distribución	22
	2.1 Redes de media tensión.....	23
	2.2 Redes de baja tensión.....	23
	3. Medición de energía eléctrica	23
	3.3 Medidores de baja tensión	23
	3.4 Tipos de medidores	24
	3.5 Medidores	25
	4. Pérdidas de energía.....	25
	4.1 Perdidas técnicas	26
	4.2 Perdidas no técnicas	28
VI.	SELECCIÓN ÁREA DE ESTUDIO.....	29
	5. Electrificadora de Santander	29

5.1 Indicadores de pérdidas de energía	30
6. Zona urbana de Bucaramanga	31
6.1 Circuitos de estudio.....	31
6.2 Selección de tiempo de estudio.....	33
6.3 Programas de suministro de información	33
6.4 Toma de lectura.....	34
VII. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	34
7. Introducción	34
8. Recopilación De La Información De Los Circuitos De Estudio.	35
8.1 Usuarios Conectado Circuitos.....	36
9. Energía Suministrada En Cada Uno De Los Circuitos	36
10. Servicio De Alumbrado Publico.....	39
11. Consumo De Usuarios Facturados	41
12. Pérdidas De Energía	43
13. Clasificación De Circuitos Según Sus Índices De Pérdidas De Energía Eléctrica.....	50
VIII. ACCIONES PARA MEJORAR EL MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CIRCUITOS CRÍTICOS.	53
14. Introducción.....	53
15. Selección de los Circuitos Críticos.....	54
15.1 Ubicación geográfica EnerGis	54
16. Trabajos y acciones para el mejoramiento de los indicadores.....	55
16.1 Inspección de transformador.....	56
16.2 Inspección medidores.....	56
16.3 Inspección de la red	57
16.4 Inspección de luminarias y otras cargas.....	57

17.	Acciones por circuito.....	57
17.1	Circuito 14	57
17.2	Circuito 1106	61
17.3	Circuito 716168	64
18.	Análisis estadístico	67
IX.	ACCIONES PARA EL MEJORAMIENTO DEL MÉTODO DE LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	68
19.	Acciones De Mejora En La Inspección Del Transformador	68
20.	Acciones De Mejora En La Toma De Medida	71
20.1	Telemedida.....	73
20.2	Medidores inteligentes.....	73
20.3	Medidores cuatro cuadrantes	74
21.	Acciones De Mejora En La Red	76
21.1	Acometida tipo trébol	77
22.	Factor de potencia.....	78
22.1	Mejoras factor de potencia.....	78
23.	Precios De Acciones	83
X.	PLAN CON ACCIONES PARA LA ESTIMACIÓN Y DE REDUCCIÓN O RECUPERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	84
24.	Planteamiento Red De Baja Tensión Especial	84
24.1	Conductores de línea BT.....	85
24.2	Estructura	86
24.3	Caja Concéntricas	87
24.4	Acometidas	88
24.5	Alumbrado Publico	90
25	Telemedida.....	92

25.1	Descripción general	93
25.2	Componentes del sistema.....	94
26	Impacto del proyecto	95
XI.	CONCLUSIONES	96
	REFERENCIAS	97

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 Diagrama de línea o unifilar del sistema de transmisión de energía AC [14].	20
FIGURA 2 . Diagrama de conexión macromedición con medida directa en transformador monofásico potencia menor a 15 kVA, medidor de conexión asimétrica o europeo [18].	24
FIGURA 3 Lista de medidores 2022.	25
FIGURA 4 Perdidas de energía.	26
FIGURA 5 Curva de histéresis típica para materiales ferromagnéticos [22].	28
FIGURA 6 Zona de distribución de energía [24].	30
FIGURA 7 Indicadores de perdidas [24].	30
FIGURA 8 Comunas del municipio de bucaramanga [25].	31
FIGURA 9 Ubicación circuitos seleccionados.	32
FIGURA 10 Sistema administrativo operativo	33
FIGURA 11 Energis sistema de gestión operativa.	34
FIGURA 12 circuitos vs usuarios	36
FIGURA 13 Consumo de circuitos	38
FIGURA 14 Consumo acumulado del total de los circuitos por mes.	39
FIGURA 15 Alumbrado publico.	41
FIGURA 16 Consumo facturado.	42
FIGURA 17 Acumulada usuarios	43
FIGURA 18 Perdidas en circuitos 14,405, 607 Y 1011.	44
FIGURA 19 Perdidas en los circuitos 1540, 4295, 708518 Y 716168.	45
FIGURA 20 Pérdidas en los circuitos 1106, 1391, 1443 Y 1472	47
FIGURA 21 Pérdidas acumuladas Por Meses.	49
FIGURA 22 Consumo diciembre 2021 vs febrero 2022.	49
FIGURA 23 Consumo del mes de febrero	52
FIGURA 24 Plano geo referencial circuito 14.	54
FIGURA 25 Plano geo referencial circuito 1106.	55
FIGURA 26 Plano geo referencial circuito 716168.	55
FIGURA 27 Transformador circuito 14.	57
FIGURA 28 Apoyo ubicación transformador 14.	57
FIGURA 29 Medidor con signos de manipulación.	58

FIGURA 30 Revisión medidores	59
FIGURA 31 Red circuito 14	60
FIGURA 32 Revisión de luminarias y otras cargas circuito 14.....	61
FIGURA 33 Transformador circuito 1106.....	61
FIGURA 34 Apoyo ubicación transformador 1106.	61
FIGURA 35 Medidor bidireccional	62
FIGURA 36 Medidores con manipulación	62
FIGURA 37 Red circuito 1106.	63
FIGURA 38 Luminarias circuito 1106.....	63
FIGURA 39 Inspección del transformador	64
FIGURA 40 Servicio directo.....	64
FIGURA 41 Caja metálica sin sellos	65
FIGURA 42 Servicio directo acometida	65
FIGURA 43 Red servicio directo.....	66
FIGURA 44 Revisión alumbrado público.....	66
FIGURA 45 Diagrama pareto	68
FIGURA 46 Placa característica transformador monofásico	70
FIGURA 47 Equipo universal de pruebas [27]	70
FIGURA 48 Pérdidas circuito 1106.	72
FIGURA 49 Medidor unidireccional circuito 1106 transformador.	73
FIGURA 50 Telemedida.	73
FIGURA 51 Medidor inteligente: fotografía © comisión federal de electricidad[30].....	74
FIGURA 52 Medidor Inhemeter iT30(DTZ1513) , medición semi directa [32]	75
FIGURA 53 Cables de aluminio pre ensamblado AAC[33].....	76
FIGURA 54 Red de línea abierta.	77
FIGURA 55 Acometida tipo trébol [34]	77
FIGURA 56 Kamstrup: Medidor de energía trifásico de 4 cuadrantes, medición directa [36]	79
FIGURA 57 Medidor de energía y calidad eléctrica [37].....	80
FIGURA 58 Tipos de compensación [35].....	82
FIGURA 59 Estático VAR generador [38]	82
FIGURA 60 Configuración especial [39]	84

FIGURA 61 Conductor trenzado de aluminio “CUÁDRUPLEX” 4/0 Neutro fiador AAAC 4/0 [41].	85
FIGURA 62 Configuraciones de redes BT [39]......	87
FIGURA 63 Caja de derivación instalada sobre poste [39].	87
FIGURA 64 Caja de derivación [39].	88
FIGURA 65 Estructura acometida vista [39].....	88
FIGURA 66 Estructura acometida [39].	89
FIGURA 67 Cable concéntrico cobre 2×6+6 AWG [34].	89
FIGURA 68 Conexión alumbrado público [39]......	90
FIGURA 69 Detalle conexión alumbrado público[39].	90
FIGURA 70 Medidor de teclado de tipo dividido prepago monofásico inteligente[42].	91
FIGURA 71 Sistema de telemedida	92
FIGURA 72 Medida centralizada beneficios	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 NIVELES DE TENSIÓN.....	22
Tabla 2 CIRCUITOS SELECCIONADOS PARA ESTUDIO	32
Tabla 3 DATOS BÁSICOS.....	35
Tabla 4 USUARIOS ASIGNADOS.....	36
Tabla 5 ALUMBRADO PUBLICO	40
Tabla 6 PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGÍA DE FEBRERO 2022.....	50
Tabla 7 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS TOLERABLES [26]	51
Tabla 8 PERDIDAS POR CIRCUITO.....	52
Tabla 9 CLASIFICACIÓN DE CIRCUITOS SEGÚN PARÁMETROS.....	53
Tabla 10 CIRCUITOS SELECCIONADOS.....	54
Tabla 11 TIPOLOGÍA DE RED	55
Tabla 12 ANÁLISIS DE FRECUENCIAS DE CAUSALES.....	67
Tabla 13 FRECUENCIAS CAUSALES.....	67
Tabla 14 RELACIÓN DE PRECIOS DE ACCIONES DE MEJORA.	83
Tabla 15 RELACIÓN DE CONDUCTORES MULTIPLEX PARA ADQUISICIÓN POR GRUPO EPM [40].	85
Tabla 16 NORMAS APLICABLES [40].....	86

I. INTRODUCCIÓN

La red de energía eléctrica está constituida por un conjunto de elementos y conductores cuyo objetivo es transportar energía eléctrica desde las centrales de generación hasta el consumidor final (usuarios), a través de las estaciones de transformación y distribución. Así mismo, se conforma por un sistema de generación, transporte, distribución y comercialización.

El sistema de distribución de baja tensión (BT) comprende desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los diferentes usuarios y está constituida por dos tipos; redes aéreas y redes subterráneas. Además, este puede presentar algunas pérdidas de energía eléctrica, ya sean a nivel técnico y no técnico; las cuales, generan incertidumbre en las diferentes empresas distribuidoras de energía a nivel nacional o mundial. Por ende, el operador de red (OR) electrificadora de Santander notifico alrededor del 12.47 % de pérdidas de energía total generada (367GWh) en el año 2021. Lo anterior, afecta los índices de viabilidad de financiación de la empresa, la calidad del servicio, la eficiencia de los sistemas eléctricos y a su vez su capacidad de inversiones a proyectos innovadores como la energía alternativa.

Esta metodología busca fortalecer la estimación de las pérdidas de energía eléctrica en la empresa distribuidora electrificadora de Santander, mediante una configuración especial de baja tensión y la telemida. Posterior mente, ayudara en los procesos de estimación y reducción o recuperación, mejorando la obtención de datos e información con mayor grado de precisión y por ende, posibles manipulaciones del sistema.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las pérdidas de energía eléctrica se dan por un desequilibrio entre la energía adquirida y suministrada, donde se pueden clasificar en dos grupos: En primer lugar, las pérdidas técnicas, son relacionadas con fenómenos físicos, como es el caso del calentamiento de los conductores que se produce por el paso de energía eléctrica que pasa través de las líneas de transmisión, estas pérdidas se deducen de forma matemática. En segundo lugar, perdidas no técnicas o comerciales son las relacionadas con la defraudación del fluido eléctrico y a su vez la ineficiencia administrativa [1].

Las pérdidas de energía en el sistema de distribución eléctrico, es una problemática que tienen las empresas distribuidoras de energía a nivel nacional o mundial. Estas, tienen un efecto adverso para las empresas distribuidoras de energía; en este caso para el OR Electrificado de Santander. Por ende, la empresa debe comprar adicionales de energía, con el fin de satisfacer la demanda energética, generando un incremento en los costos de la entidad[2][3]. Por la cual se realizará un plan con acciones para la estimación y de reducción o recuperación de las pérdidas de energía que tiene la electrificadora de Santander, y se estudiara unos circuitos de la zona urbana de Bucaramanga y dar a conocer los circuitos críticos por sus elevados índices de pérdidas de energía eléctrica y a su vez dar acciones para el mejoramiento del método de estimación utilizado.

A. Antecedentes

La ciudad de Bucaramanga fue fundada el 22 de diciembre de 1622 por el español Andrés Páez de Sotomayor Y Miguel de Trujillo, el crecimiento de la arquitectura urbana contiene rasgos españoles y su área esta alrededor de 165 Km², distribuido en quince comunas y tres corregimientos, es capital del departamento de Santander, la población está en un alrededor de 509.918 habitantes.[4] Se puede notar el crecimiento de la demanda energética en los últimos años, con esto conlleva recursos económicos altos para su distribución y comercialización con lo que acarrea a diferentes situaciones técnicas y comerciales. Por la cual se crean mecanismos para el control y reducción o evitar de pérdidas de energía eléctrica.

Este trabajo se va a orientar en el estudio de las pérdidas de energía eléctrica que se pueden encontrar en el sistema de distribución de baja tensión a cargo del operador de red Electrificadora de Santander.

Un estudio de [5] las pérdidas no técnicas presente en la empresa distribuidora de energía, es por el aumento de baja facturación y por la deficiencia administrativa para dar soluciones, causando un resultado negativo económico y financiero significativo, que perjudica directamente a la realización de nuevos proyectos innovadores de generación de energía eléctrica o en relación. La empresa tiene una meta de recuperación por control y regulación de un aproximado de 11.509,67 MWh con esto poder bajar los índices de pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía eléctrica que se presentan en el Perú no son tratadas de la mejor forma posible. Los índices que presenta la empresa Concesionaria Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. muestran perdidas muy elevadas, esto conlleva unos quebrantos económicos que es incompatible con la eficiencia de la empresa. Por la cual [6] realiza un estudio de las pérdidas que se presentan en la red de baja tensión para poder encontrar el valor porcentual de las pérdidas no técnicas y con esto dar tratamiento para la reducción de las perdidas no técnicas.

Las pérdidas de energía que se presentan en los transformadores de distribución en las cuales se pueden encontrar las pérdidas de vacío, con carga, estándares y de potencia. Según un estudio realizado [7] se investiga la Zona Tampico perteneciente a la división Golfo centro en México, donde obtuvo un que las pérdidas en el hierro contribuyen a un 85 % de las pérdidas totales de energía donde se dan unas posibles soluciones como es el caso de la rotación de transformadores pero resulta ser muy poco beneficioso, por lo cual se recomienda el cambio de transformador ya que para el procesos de rotación hay que considerar daños en el traslado y factores económicos de transporte.

La recuperación de energía eléctrica en Zipaquirá, Cundinamarca y los municipios presenta un bajo rendimiento económicos y operativos en la recuperación de energía eléctrica en relación de pérdidas de energía eléctrica donde se realiza una informe autoría al contrato de recuperación de energía, en la cual se puedo observar la baja eficiencia en la gestión de las operaciones danto a nivel administrativo como de operación. Por lo cual se da nuevas estrategias de trabajo que

permitan su mejoramiento con esto poder tener un aumento en la rentabilidad y estabilidad de las operaciones[8].

En la ciudad de Medellín tiene acceso de energía eléctrica alrededor de 300 habitantes de forma fraudulenta esto contrae pérdidas económicas a la empresa distribuidora de energía en este caso el operador de red EPM. Por la cual se realiza un proyecto de recuperación de energía no facturada, con la ejecución de este proyecto se quiere lograr la estabilidad económica en relación de pérdidas de energía eléctrica y a su vez de pérdidas económicas [9].

Las pérdidas de energía eléctrica representan un alto costo a los usuarios y a las empresas prestadoras de energía eléctrica, por la cual mediante el decreto 387 de 2007, da a conocer unos criterios deben presentar los operadores-comercializadores estos deberán presentar un plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica, por lo cual [1] propone un modelo de incentivos basados en la teoría de contratos y plantea un mecanismo de remuneración de las pérdidas.

El fenómeno de pérdidas de energía eléctrica es una problemática que desde hace varios años preocupa al Operador de Red, dada las implicaciones que esta conlleva. Las políticas de la comisión de regulación de energía y gas, exige a las empresas a lograr unos niveles óptimos e implementar acciones para la recuperación de energía. Por esta razón se muestra la propuesta de reducción y control de pérdidas de energía[10].

Una monografía realizada [3] a un transformador que se encuentra ubicado en la región de magdalena, municipio de Barrancabermeja, Barrio Kennedy, en la cual se suministra energía eléctrica de una forma ilícita donde se encuentra situado asentamiento humano, esta energía dejada de facturar están en un estimado de 1,290,704 kW/h. Por lo tanto, se quiere implementar nuevas tecnologías para la reducción y control de perdidas no técnicas con esto poder disminuir el IP del transformador.

III. JUSTIFICACIÓN

Las pérdidas de energía eléctrica es un tema que afecta directamente al sector energético, según un estudio HUB DE ENERGÍA en el año 2019 las afectaciones fueron del 15% de la generación total 1.659.187,78 GWh en América latina y del caribe, estas pérdidas podrían a ver suministrada energía a 3.377.870 hogares durante todo el año. Las pérdidas son inevitables por esto hay países que tiene índices superiores al general de ASLAC como el caso de Haití que tiene un porcentaje del 50.70% de la energía generada de 1095,65 GWh. En Colombia los porcentajes de estas pérdidas se han disminuí llegando al 6.97% en el año 2019 una reducción del 3.44% al año 2018 pero no deja de ser perjudicial en la fiabilidad financiera de las empresas colombianas ya que la capacidad de inversión se reduce, con el índice de afectación del año 2019 se pudo a ver atendido la necesidad de energía eléctrica alrededor de 109.296 viviendas esto puede ser equivalente de la tercera parte de hogares de la ciudad de Bucaramanga[2].

La Electrificadora de Santander no a sido excluida de esta problemática en el último año tuvo pérdidas alrededor del 12.47% de la energía total generada es equivalente 367GWh, estos índices afectan la viabilidad de financiación de la empresa y a su vez su capacidad de inversiones a proyectos innovadores como es el caso de la energía alternativa, dando también unas afectaciones directamente relacionadas con la calidad del servicio y la eficiencia de los sistemas de eléctricos. Por ende, se quiere diseñar un plan con acciones para la estimación y de reducción o recuperación de las pérdidas de energía eléctrica en los circuitos del sistema de distribución de baja tensión en la zona urbana de Bucaramanga, esto se realizará mediante una metodología explicativa y descriptiva donde se abordarán las posibles causales que llevan a estas pérdidas de energía.

El informe a realizar va tener un impacto en el sector académico- práctico ya que con esto se puede dar a conocer la problemática que tienen los operadores de red que presentan su servicio en Colombia, esto conllevara a tener un conocimiento previo en la carrera de ingeniería eléctrica, ya se va a tratar temas de los sistemas de distribución de energía en los diferentes niveles.

IV. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Diseñar una metodología para la estimación de las pérdidas de energía eléctrica en los circuitos del sistema de distribución de baja tensión en la zona urbana de Bucaramanga

B. Objetivos específicos

- Determinar los circuitos críticos por sus elevados índices de pérdidas de energía eléctrica.
- Determinar las acciones para mejorar el método de estimación utilizado con el fin de evaluar las pérdidas de energía eléctrica que se encuentran en los circuitos críticos.
- Desarrollar un plan con acciones para la estimación y de reducción o recuperación de las pérdidas de energía eléctrica.

V. MARCO TEÓRICO

Como bien se demuestra en Lùmina, los primeros contactos con la electricidad se dan en la antigua Grecia, Thales de Mileto documento la atracción que ocurre al frotar el ámbar con una tela. Con el tiempo este fenómeno se le dio nombre a la electricidad estática. En la edad media la reina Isabel I, le dio la orden al físico William Gilbert hacer una investigación sobre los imanes para poder perfeccionar las brújulas, donde esta instigación fue base del estudio del magnetismo. Un protagonista ilustre en la historia de Estados Unidos el señor Benjamín Franklin, demostró la naturaleza eléctrica de los rayos, con esto permitiría comenzar a utilizar la electricidad en aplicaciones prácticas. En el siglo XIX las investigaciones de Alejandro Volta le permitieron desarrollar celdas químicas capaces de almacenar la electricidad y fue así como inventó la pila[11].

De acuerdo a en visual led, “la invención de la dinámica a manos de Znebe Gramme presagió la aparición de los primeros generadores o alternadores de corrientes alterna, gracias al trabajo del ingeniero Nikola Tesla. Estos dispositivos constituyen el elemento central de la producción de energía eléctrica. El desarrollo de transformadores eléctricos, se pudo suministrar energía a grandes ciudades donde esto significó una revolución urbana. Con se permitió la revolución de la tecnología comenzado con el invento significativo del televisor [12].

Como bien se demuestra en CREG,” En Colombia el servicio de energía eléctrica sus principios fueron en la ciudad de Bogotá, cuando los habitantes visualizaron lámparas que iluminaban las calles de la ciudad. El fin de impulsar la electrificación del país de creo el instituto Colombia de Energía Eléctrica. En la década del 50 se comenzó a planificar el sistema regional, pero esto fue realizado con la creación de interconexión Eléctrica S.A (ISA) en 1967. El gobierno de Colombia creo unidades administrativas especiales que son: la comisión de regulación de energía y gas (CREG), la unidad minera energética (UIME) y la comisión de planeación minera energética (UPME) [13].

1. Sistemas de distribución

El sistema de distribución está conformado por unas etapas la generación, transmisión, distribución y comercialización, está integrado de conductores, equipos y aparatos que tienen importancia en el objetivo de suministrar energía a los diferentes consumidores.

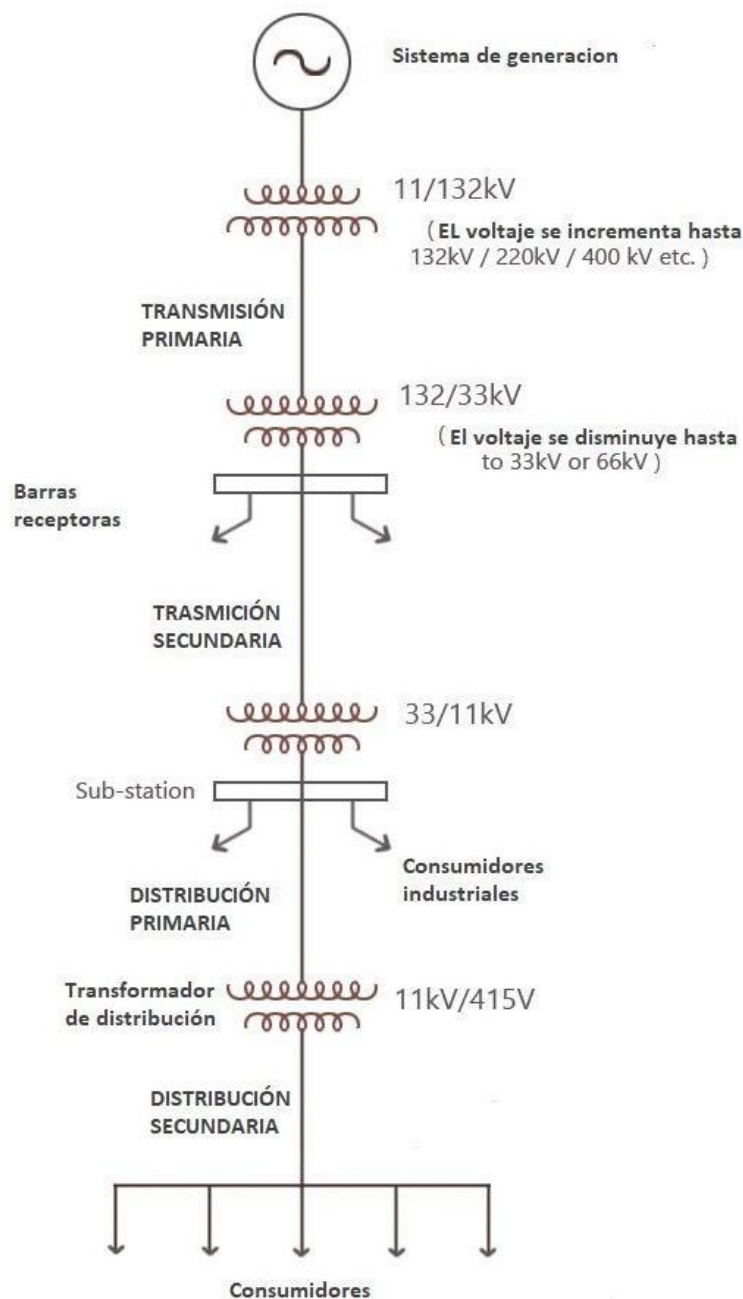


FIGURA 1 Diagrama de línea o unifilar del sistema de transmisión de energía AC [14].

1.1 Definiciones del sistema de distribución

- Subestación de potencia: Recogen la potencia de los transformadores y de los elementos de transmisión a rango de tensión de subtransmisión [15].
- Sistemas de subtransmisión: Circuitos que proviene de las subestaciones de potencia y transportan la potencia a las subestaciones de distribución [15].

- Subestaciones de distribución: instalaciones donde se reduce el nivel del voltaje de subtransmisión a niveles de distribución con el objetivo de la distribución local [15].
- Alimentadores primarios: Circuitos que proviene desde las subestaciones de distribución y proporcionan la trayectoria del flujo de potencia a los transformadores de distribución [15].
- Ramales primarios: Segmentos de líneas (frecuencia segmentos monofásicos) que partes en forma lateral del alimentador primario, y transporta la potencia a los consumidores más cercanos, en número menor que un alimentador [15].
- Transformadores para servicio: Equipo encargado de reducir el nivel de voltaje de los circuitos primarios, a niveles de utilización para los consumidores [15].
- Sistemas secundarios: Conductores o circuitos que parten del lado secundario de los transformadores de distribución y que transportan la potencia hacia donde están los inmuebles de los consumidores [15].
- Acometidas: Conductores o circuitos que toman la potencia del sistema secundario y la conducen al medidor del consumidor [15].

1.2 Tipos de sistemas de transporte de energía:

- Sistema de Distribución Local (SDL). El sistema de distribución de energía consiste en un conjunto de líneas y subestaciones y equipos asociados de nivel 3 y nivel 2, destinados a prestar servicios en el mercado energético[16].
- Sistema de Transmisión Regional (STR). El sistema eléctrico está compuesto por los activos OR AL STN y un conjunto de líneas, equipos y subestaciones y equipos relacionados, que operan en el nivel de tensión 4. Un STR puede estar compuesto por uno o más activos de los operadores de red[16].
- Sistema de Transmisión Nacional (STN). Sistema general de transmisión de energía eléctrica constituido por un conjunto de líneas con tensión de trabajo igual o superior a 220 kV, equipos compensadores y subestaciones,

transformadores de este nivel de tensión en el lado de baja tensión y módulos de conexión correspondientes[16].

1.3 Tipos de niveles de tensión

Los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según lo define la CREG se encuentran [16]:

Tabla 1 NIVELES DE TENSIÓN.

Niveles de tensión			
Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 1
$\geq 57,5\text{kV}$ y $< 220\text{kV}$	$\geq 30\text{kV}$ y $< 57,5\text{kV}$	$\geq 1\text{kV}$ y $< 30\text{kV}$	$< 1\text{kV}$

1.4 Tipos de cargas

El uso final de la energía eléctrica se puede estructurar

- Servicio comercial: Este servicio se presta a grandes complejos comerciales, bancos, hospitales, escuelas, etc. Este tipo de carga posee sus propias características, tiene particularidad por ser resistiva y inductivo a su vez poco fp[17].
- Servicio Industrial: Este servicio se presta en plantas petroleras, de hierro y entre otras similares de industria. Tienen un componente mayor de energía reactiva, estas contienen algún elemento inductivo que bajo el fp [17].
- Servicio residencial: La prestación del servicio a residencias familiares, conjuntos residenciales entre otras y se caracteriza por ser totalmente resistiva. Estas son responsables directamente OR [17].

2. Redes distribución

Las redes de distribución son las encargadas del transporte de la energía eléctrica desde las subestaciones de alta tensión hasta las subestaciones de distribución, según el RETIE nos indica que en conjunto de aparatos y de circuitos o ligados al transporte y transformación de energía.

2.1 Redes de media tensión

Es el conjunto de equipos que se utilizan para el transporte de la energía eléctrica desde la subestación de distribución a los centros de transformación. La tensión nominal está en el intervalo de mayor a 1000V y menor a 57.5kV.

2.2 Redes de baja tensión

La tensión nominal está en el intervalo de mayor o igual 25V y menor o igual a 1000V. Estas líneas o red de distribución se encuentran desde el transformador hasta las acometidas de los diferentes usuarios. Estas redes de BT se pueden encontrar, redes aéreas y redes subterráneas estas se deben regir según lo establezca la norma colombiana.

3. Medición de energía eléctrica

La medición de energía eléctrica o de balances, se utilizan con el objetivo de calcular la energía suministrada desde nodo o circuito ramal en el sistema de distribución baja tensión. La energía registrada por el medidor tendrá que ser cercana al valor de la suma de la cuantía tomada por cada uno de los medidores de cada usuario.

3.3 Medidores de baja tensión

La macromedición en baja tensión se instalan en los terminales secundarios del transformador y los circuitos remales de baja. Esta medición se realiza de una forma semi-directa.

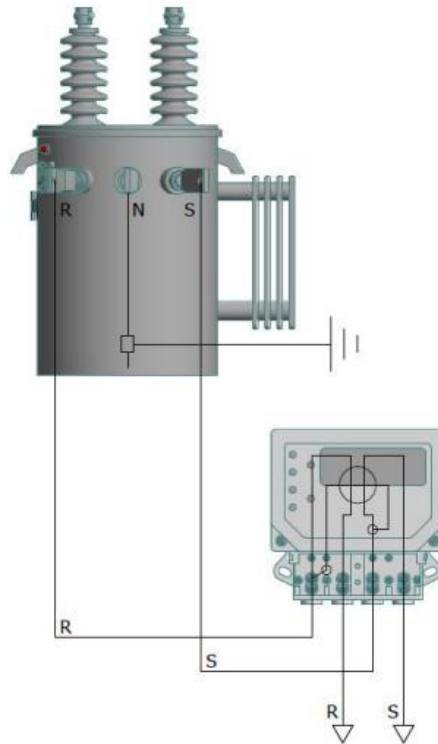


FIGURA 2 . Diagrama de conexión macromedición con medida directa en transformador monofásico potencia menor a 15 kVA, medidor de conexión asimétrica o europeo [18].

3.4 Tipos de medidores

- Medidor de energía activa: Un instrumento diseñado para medir la energía activa utilizando la integración de la potencia activa en el tiempo[18].
- Medidor de energía reactiva: Un instrumento diseñado para medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia activa en el tiempo[18].
- Medidor estático: Medidor de energía que aplica corrientes y voltaje a dispositivos electrónicos de esta sólido, para producir una salida proporcional para tener una energía para ser medida[18].
- Medidor estático multi-funcional: El medidor incluye funciones adicionales para funciones básicas de medición, como registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivos de control de tarifas y/o carga, como interruptores temporizadores o cargas controladas magnéticamente [18].
- Medidor estático multi-energía: Contadores para más de un tipo de energía en una misma carcasa, con o sin salida de pulsos: con o sin puerto de comunicación óptica. Funcionamiento monofásico a dos hilos. Corresponde

a un aparato eléctrico en el que la conexión se realiza con un conductor correspondiente a la fase y otro correspondiente al conductor neutro. La fase y el neutro pueden provenir de un transformador de potencia monofásico[18].

3.5 Medidores

Lista de macromedidores con actualización de precios 2022.

MEDIDORES		PRECIO DEFINITIVO
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120V 5(60)A 1F2H CLASE 1 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 71,268
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120/208V 5(100)A 2F3H CLASE 1/CLASE 2 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 155,712
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120/208V 5(100)A 3F4H CLASE 1/CLASE 2 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 176,924
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120V 5(60)A 1F2H CLASE 1 RIEL DIN PREPAGO/POSPAGO- BICUERPO PLC-PROGRAMADO PREPAGO	UND	\$ 205,997
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120/208V 5(100)A 2F3H CLASE 1/CLASE 2 BASE BASICO BICUERPO PLC	UND	\$ 358,357
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120/208V 5(100)A 3F4H CLASE 1 BASE PREPAGO/POSPAGO BICUERPO PLC	UND	\$ 404,597
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 240V 5(10)A 1F3H CLASE 1 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 199,061
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 120/208V 5(10)A 3F4H CLASE 1/CLASE 2 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 743,531
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 58...277V 1(10)A 3F4H CLASE 0.5S/CLASE 2 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 314,145
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 58...277V 1(10)A 3F4H CLASE 0.5S/CLASE 2 BASE MULTIFUNCIONAL MONOCUERPO	UND	\$ 743,531
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 58...277V 5(10)A 3F4H CLASE 0.5S/CLASE 2 BASE BASICO MONOCUERPO	UND	\$ 678,874
MEDIDOR ENERGIA ELECTRONICO 58...277V 5(10)A 3F4H CLASE 0.5S/CLASE 2 BASE MULTIFUNCIONAL MONOCUERPO	UND	\$ 284,983

FIGURA 3 Lista de medidores 2022

4. Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía eléctrica se dan por un desequilibrio entre la energía suministrada y la energía registrada. Estas pérdidas de energía se pueden clasificar en dos categorías las pérdidas técnicas y las no técnicas o comerciales. Es una importante inquietud de las empresas de energía eléctrica, estas están presentes en todos los campos de distribución de energía y sus componentes. Por cual los operadores de red tienen la obligación de regular las pérdidas de energía ya que son los encargados de la planeación y manipulación del sistema. Las mejores estrategias para el control y reducción de energía constan de la adecuada planificación y expansión del sistema eléctrico con ellos minimizar los costos en los diferentes ámbitos que esto conlleva[19].

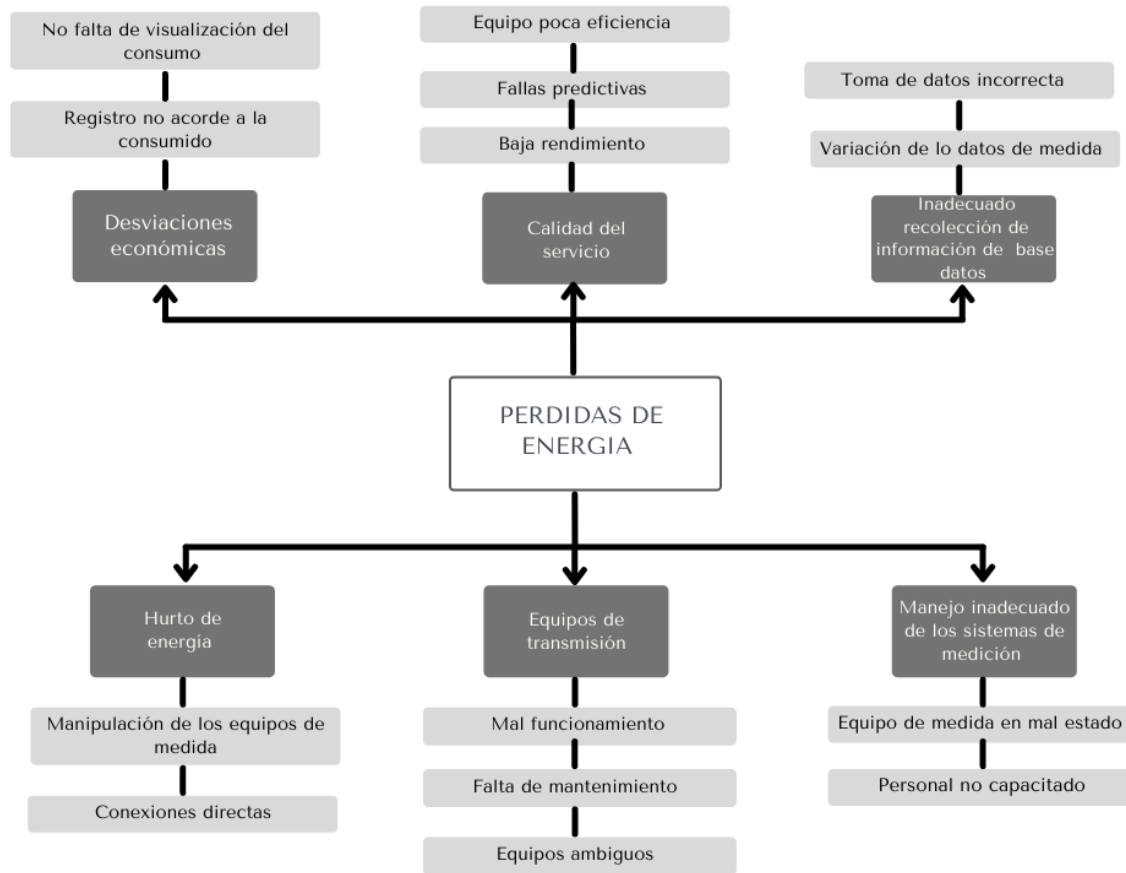


FIGURA 4 Pérdidas de energía

Las pérdidas en el sistema se dan por la diferencia de la energía suministrada y la energía facturada, como lo dice [19]:

$$E_{perdida} = E_{entragada} - E_{vendida} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde

$E_{perdida}$: Es la cantidad de energía perdida

$E_{entragada}$: Es la cantidad de energía Entregada

$E_{vendida}$: Es la cantidad de energía vendida Facturada

4.1 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas componen la energía que se disipa por el sistema y no se puede ser aprovechada, estas surgen por las características físicas y químicas de los transformadores y conductores, en los transformadores por su componente magnética, las líneas de transmisión por

su topología y configuración como a su vez se puede ver afectado por factor de cargabilidad. Estas no se pueden eliminar en su totalidad.

Clasificación de las pérdidas técnicas:

- Efecto Joule

El efecto de Joule se conoce como el fenómeno irreversible, donde si una corriente fluye a través de un conductor, parte de la energía cinética de los electrones se convierten en calor debido a los choques que experimentan con los átomos del material que está hecho en conductor por el cual estos pasan, por consiguiente se tiene un elevado aumento de la temperatura. Este fenómeno se nombra en el honor a su descubridor, el británico James Prescott Joule[20].

- Efecto corona

En el sistema de transmisión de energía eléctrica se manejan en su mayoría toda la carga de transferencia, desde las estaciones ubicadas a varias millas de los principales centros de consumos o ciudades. Por lo cual, se requiere cables de transmisión de largas distancias para una transmisión de energía eficiente, lo que genera grandes pérdidas en el sistema. Para poder minimizar este efecto siempre ha sido un gran desafío para los ingenieros, quienes deben tener una comprensión muy clara de sus tipos y naturaleza. El efecto corona tiene un papel importante ya que este reduce la eficiencia en las líneas de transmisión de alta tensión [21].

Las causas del efecto corona pueden estar asociadas por; Condiciones atmosféricas, condiciones de los cables y espacio entre los conductores. Este fenómeno se debe a dos factores, la diferencia alterna de la potencia eléctrica debe ser suministrada a través de la línea, y otro factor es espacio de los conductores que debe ser mayor a comparación con el diámetro de la línea [21].

- Corrientes histéresis

Son causadas por una fuerza de magnetización a un espécimen ferromagnético que aumenta hasta la saturación y decrece gradualmente de nuevo a cero, la curva de vuelta al campo magnético (B) a menos de la intensidad del campo magnético (-H) esta no retorna por la trayectoria de la curva inicial, sino que esta se posiciona por encima de ella. Este retroceso en la desmagnetización es una causal de la introducción que impide la circulación de las paredes de dominio, que se nombra desplazamiento irreversible de los límites. Este efecto es llamada histéresis. El valor infinito del campo magnético cuando intensidad del campo magnético es cero, o también conocida como

densidad de flujo residual como se puede observar la figura o remanente. Para la desmagnetización del espécimen o muestra es necesario aplicar la fuerza de magnetización negativa. Si esta fuerza de magnetización aumenta en esta dirección, se consigue la saturación en la dirección opuesta[22].

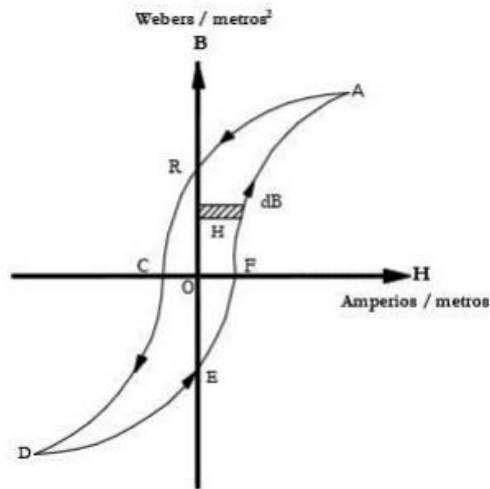


FIGURA 5 Curva de histéresis típica para materiales ferromagnéticos [22].

Las pérdidas de potencia dependen del tipo de material del núcleo, la para la reducción del ciclo de histéresis es el uso de materiales blandos, con esto se puede eliminar el campo aplicado se desmagnetiza con facilidad, con esto bajar las pérdidas por ciclo[22].

4.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas o comerciales son ocasionadas por factores externos al transporte de energía, estas son asociadas directamente al factor económico.

Estas pérdidas no técnicas se dan por una diferencia entre la energía perdida y las pérdidas técnicas esto pertenece según lo dice[23]:

$$E_{no\ tecnicas} = E_{perdida} - E_{tecnicas} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde

$E_{no\ tecnicas}$: Es la cantidad de energía perdida por pérdidas no técnicas

$E_{perdida}$: Es la cantidad de energía perdida

$E_{tecnicas}$: Es la cantidad de energía perdida por pérdidas técnicas

Clasificación de las pérdidas no técnicas:

- Conexiones directas

Las pérdidas por conexiones directas o clandestinas son las que se conectan directamente a la red o pican la acometida de una forma que no sea visible por los empleados de la empresa de energía eléctrica.

- Manipulación del medidor

Son las acciones que se realizan internamente del medidor de medida por personas ajenas de la empresa de energía, por estas causas no registra la totalidad de energía consumida. Entre las que se pueden tener la desconexión de las bobitas internas y borneras puntuadas entre otras acciones tecnológicas que se presentan en la actualidad.

- Errores administrativos

Las operaciones administrativas en su gestión de facturación pueden incrementar o disminuir las pérdidas no técnicas estas ocurren por malas acciones de cobro de energía eléctrica entre las cuales se pueden considerar los errores de lectura, medidores instalados no registrados al sistema entre otros que se pueden presentar.

VI. SELECCIÓN ÁREA DE ESTUDIO

5. *Electrificadora de Santander*

La electrificadora de Santander es una empresa del grupo EPM, es una empresa de servicios públicos, está constituida como sociedad anónima. Esta presta sus servicios a 5 municipios de Norte de Santander, 2 de Bolívar, 4 Cesar, 2 Boyacá, 1 Antioquia y 87 municipios de Santander. Su sede principal se encuentra ubicada en la ciudad de Bucaramanga, donde presenta sus servicios a clientes residenciales aun alrededor de 741.259, comercial 69.186 e industrial 10.006 entre otros[24].



FIGURA 6 Zona de distribución de energía [24].

5.1 Indicadores de pérdidas de energía

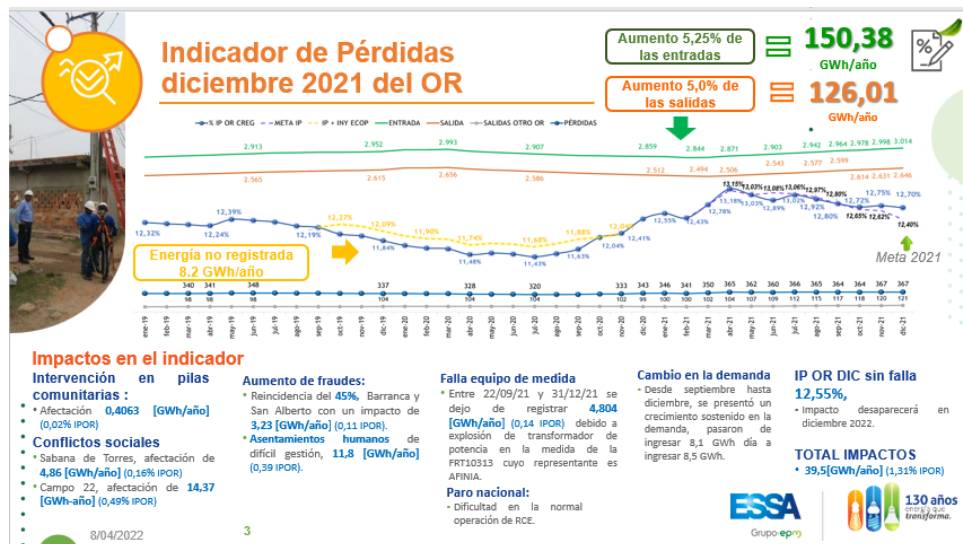


FIGURA 7 Indicadores de perdidas [24].

Los indicadores de pérdidas de energía eléctrica en la electrificadora de Santander al cierre del año 2021 alcanzaron un 12.70%

6. Zona urbana de Bucaramanga

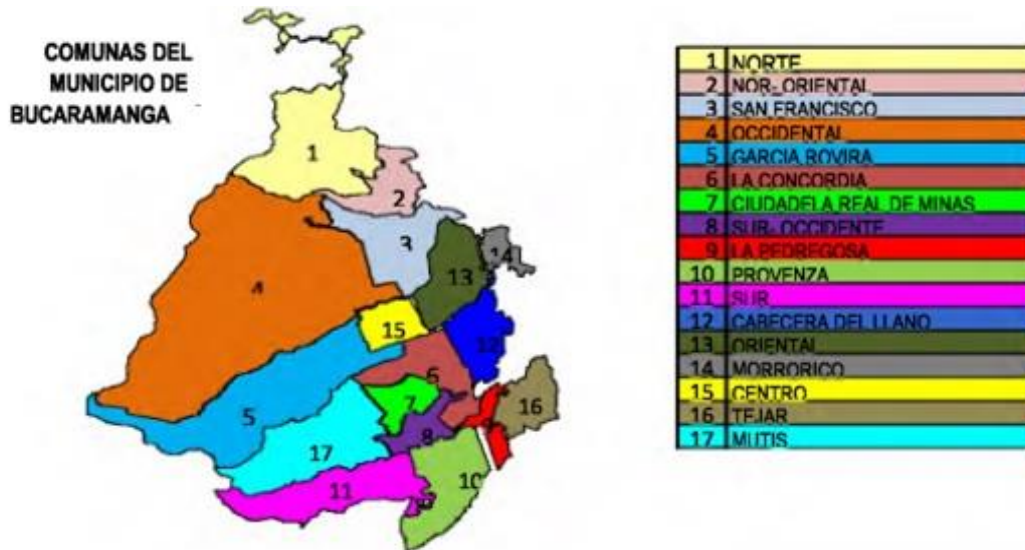


FIGURA 8 Comunas del municipio de bucaramanga [25].

Según el artículo 107º de la división urbana de comunas, la zona urbana de Bucaramanga está conformado por 17 comunas entre cada una de ella se encuentran barrios, asentamientos, urbanizaciones, conjuntos residenciales entre otros.

6.1 Circuitos de estudio

La selección de los circuitos se da por medio de unos parámetros que ayudaran a su selección y con esto detallar o dar claridad de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica.

- El circuito a seleccionar debe tener una confiabilidad aceptable de sus datos.
- El circuito debe estar en zona urbana de Bucaramanga.
- Se debe contar con información de cada uno de sus usuarios asociados.
- Los circuitos de selección son de distribución aéreo.

Tabla 2 CIRCUITOS SELECCIONADOS PARA ESTUDIO

CIRCUITO	DIRECCION	MACRO
14	CLL 55 17 40 URB RICAUTE	5076308
405	CRA 17 33 27 CENTRO	19003199
607	CRA 62A 17A 23 BUENOS AIRES	5124193
1011	CRA 32 37 MEJORAS PUBLICAS - MEJORAS PUBLICAS	7008457
1106	CLL 8 15 30 COMUNEROS	7008484
1391	CLL 3 24B 04 TRANSICION	4600033156
1443	CRA 48 28-55 ALBANIA	3005395
1472	CRA 40 48 07 CABECERA DEL LLANO	99857269
1540	CRA 3 66 48 PEÑON DEL VALLE	5078150
4295	CRA 5 32 BN 12 CAFE MADRID	7008332
708518	URB LS DELICIAS DEL NORTE VIA COLORADOS	19003588
716168	CLL 58 N 20 ROSAL	5012257

En la **tabla 2** se muestran los circuitos seleccionados para estudio, cada uno de ellos tienen unos datos básicos para su localización, medidores asignados.

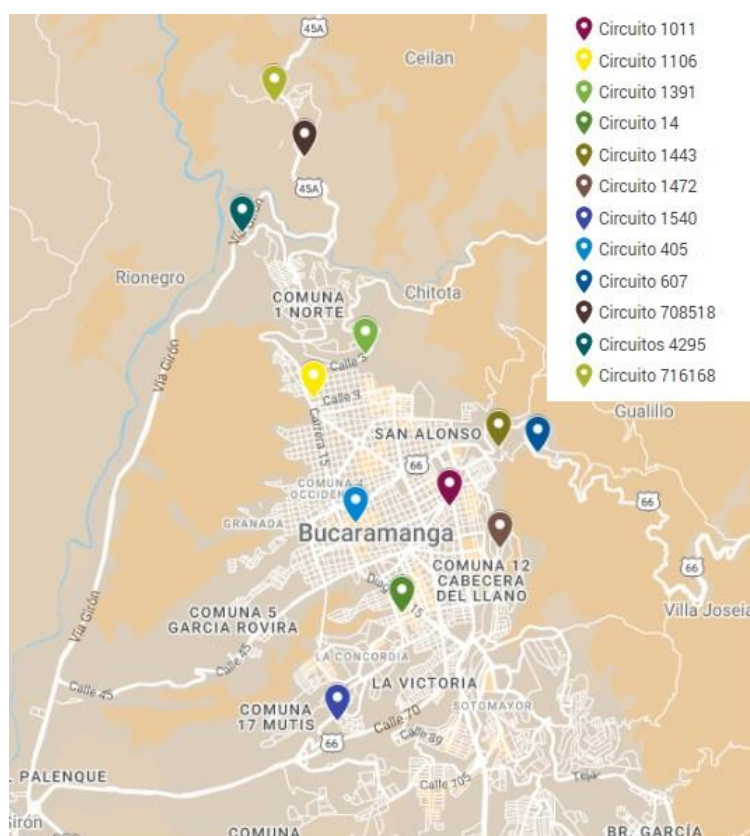


FIGURA 9 Ubicación circuitos seleccionados

En la **figura 9** se da una vista de la localización de cada uno de los circuitos seleccionados, se sumista por medio de Google Maps, donde se puede observar de una más clara la localización de cada uno de los circuitos de estudio.

6.2 Selección de tiempo de estudio

Para la selección del tiempo de estudio de los circuitos anterior mente mencionados que nos permitirá hacer un análisis adecuado. Se establecerá un tiempo anual que comprende de 12 meses, que comprenderá desde el mes de febrero 2021 hasta el mes de febrero del 2022. Con este tiempo ayudara a tener una avaluación más completa de los circuitos a estudio.

6.3 Programas de suministro de información

La empresa maneja programas corporativos donde se manejan diferentes bases de datos para su operación, en la cual se encuentran:

- SAC

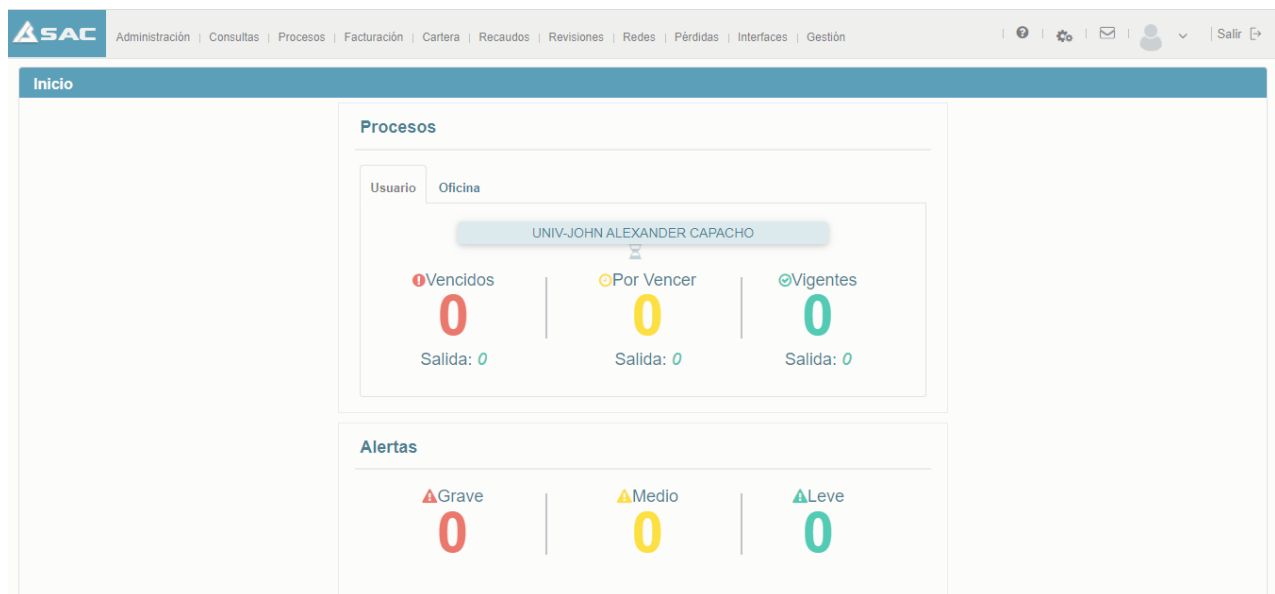


FIGURA 10 Sistema administrativo operativo

- EnerGIs

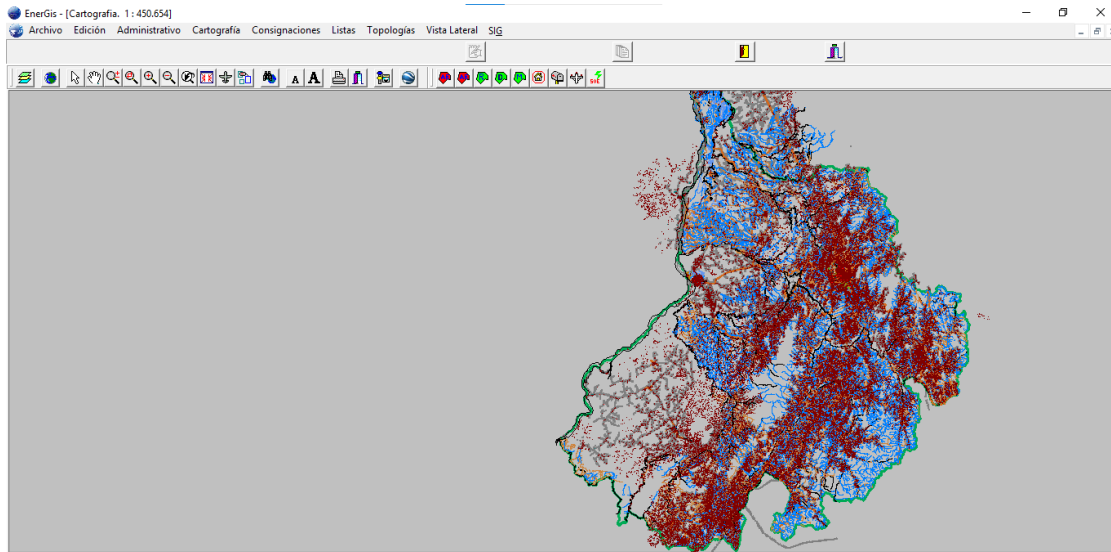


FIGURA 11 Energis sistema de gestión operativa

6.4 Toma de lectura

La toma de lectura de los circuitos de estudio y de sus clientes asociados o usuarios se realiza de una forma manual, esto requiere que una persona este en el terreno de estudio para que tome la lectura de consumo de cada uno de los medidores y remita esta información a la compañía para el gestionamiento de facturación y registro. Esta toma de medida se realiza todos los últimos días de cada mes.

VII. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

7. Introducción

La estimación de las pérdidas de energía tiene un papel importante para la electrificadora de Santander con esto establece los planes y acciones para su control, reducción y recuperación de energía.

Para la estimación de las pérdidas de energía se necesitan unos parámetros mínimos que se deben evaluar, entre los cuales se pueden decir los siguientes:

- Configuración del sistema, esto conlleva tener localización del transformador, ubicación del apoyo, capacidad, etc.

- Consumo total registrado, tanto de los usuarios conectados como del circuito.

El estudio se realizará para 12 circuitos localizados en diferentes partes de la zona urbana de Bucaramanga, en el cual se les realizará análisis y estimación de las pérdidas de energía eléctrica. Para realizar esta estimación es necesario contar con unos datos e información y a su vez procedimiento para la obtención de los resultados.

8. *Recopilación De La Información De Los Circuitos De Estudio.*

La recopilación de la información se da por medio de los programas SAC y EnerGis de uso corporativo donde se puede encontrar los datos requeridos para el estudio de los circuitos anteriormente seleccionados.

Tabla 3 DATOS BÁSICOS

CIRCUITO	DIRECCION	CUENTA DE MACRO	MACRO	APOYO	KVA	Tipo
14	CLL 55 17 40 URB RICAUTE	1128215	5076308	1000896	150	Trifásico
405	CRA 17 33 27 CENTRO	1127622	19003199	1021125	225	Trifásico
607	CRA 62A 17A 23 BUENOS AIRES	1127721	5124193	1062905	45	Trifásico
1011	CRA 32 37 MEJORAS PUBLICAS - MEJORAS PUBLICAS	1144963	7008457	1045172	75	Trifásico
1106	CLL 8 15 30 COMUNEROS	1118945	7008484	1043579	225	Trifásico
1391	CLL 3 24B 04 TRANSICION	1127966	4600033156	1025759	45	Trifásico
1443	CRA 48 28-55 ALBANIA	1119105	3005395	1030213	150	Trifásico
1472	CRA 40 48 07 CABECERA DEL LLANO	1126835	99857269	1087151	112,5	Trifásico
1540	CRA 3 66 48 PEÑON DEL VALLE	1127022	5078150	1074245	112,5	Trifásico
4295	CRA 5 32 BN 12 CAFE MADRID	1145325	7008332	1783076	45	Trifásico
708518	URB LS DELICIAS DEL NORTE VIA COLORADOS	1354931	19003588	7305338	112,5	Trifásico
716168	CLL 58 N 20 ROSAL	1486082	5012257	1754700	25	Monofásico

En la **tabla 3** se muestran datos relevantes de cada uno de los circuitos de estudio, la capacidad del transformador, la cuenta macro donde se registra la lectura de consumo de energía y a su vez el apoyo donde se encuentra ubicado.

8.1 Usuarios Conectado Circuitos

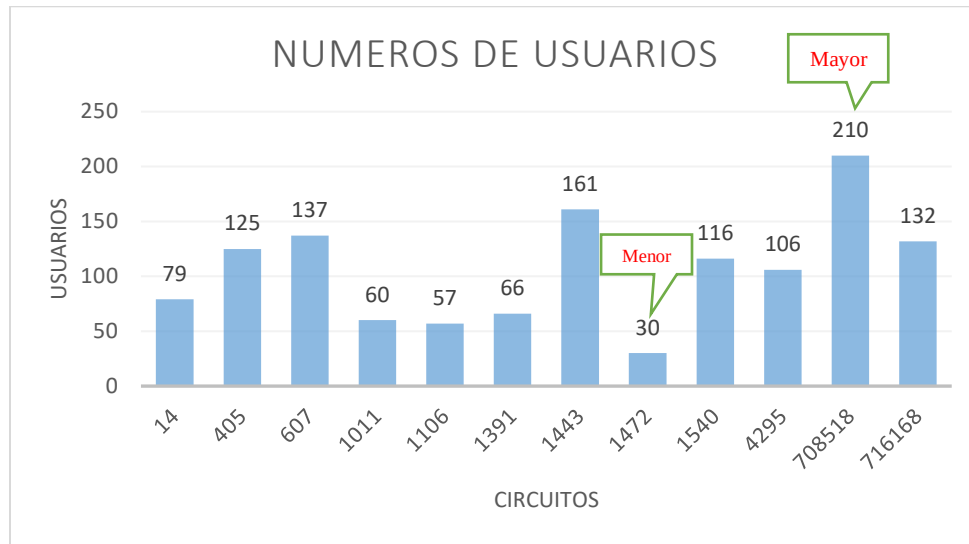


FIGURA 12 circuitos vs usuarios

En la **figura 12** se puede observar que el circuito que presenta mayor número de usuarios asignados con un total 210 que es el circuito 708518, y el de menor número de usuarios asociados es el circuito 1472 con un total de 30.

Tabla 4 USUARIOS ASIGNADOS

Circuito	14	405	607	1011	1106	1391	1443	1472	1540	4295	708518	716168	Total, general
Comercial	30	115		24	16	3	2	6	1	4	5	2	208
Industrial	6	3			15				2	1			27
Oficial							1			1			2
Residencial	43	7	137	36	26	63	158	24	113	100	205	130	1042
Total, general	79	125	137	60	57	66	161	30	116	106	210	132	1279

En la **tabla 4** se puede observar las diferentes categorías de usuarios conectados a cada uno de los circuitos, donde la categoría que presenta mayor índice es la clase residencial con un total de 1.042, y con menores índices es la clase Oficial con tan solo 2, se tiene en totalidad de usuarios de 1.279 en los 12 circuitos de estudio.

9. Energía Suministrada En Cada Uno De Los Circuitos

La energía suministrada para cada uno de los circuitos, se tomará por medio de la macromedición en baja tensión, estos mecanismos de medición se instalan en los bornes secundarios de los transformadores de distribución.

La determinación de la energía suministrada en cada uno de los circuitos es necesario realizar un proceso:

- Compilación de los datos de la macromedición de energía, para el caso de estudio se tomará un intervalo desde febrero del año 2021 a febrero del año 2022 estos datos se toman cada final de mes (los últimos cuatro días de cada mes).
- Se ingresan los datos conseguidos de cada uno de los medidores a una plataforma de uso corporativo SAC posteriormente los datos son transcritos a Excel para tener un mejor manejo.

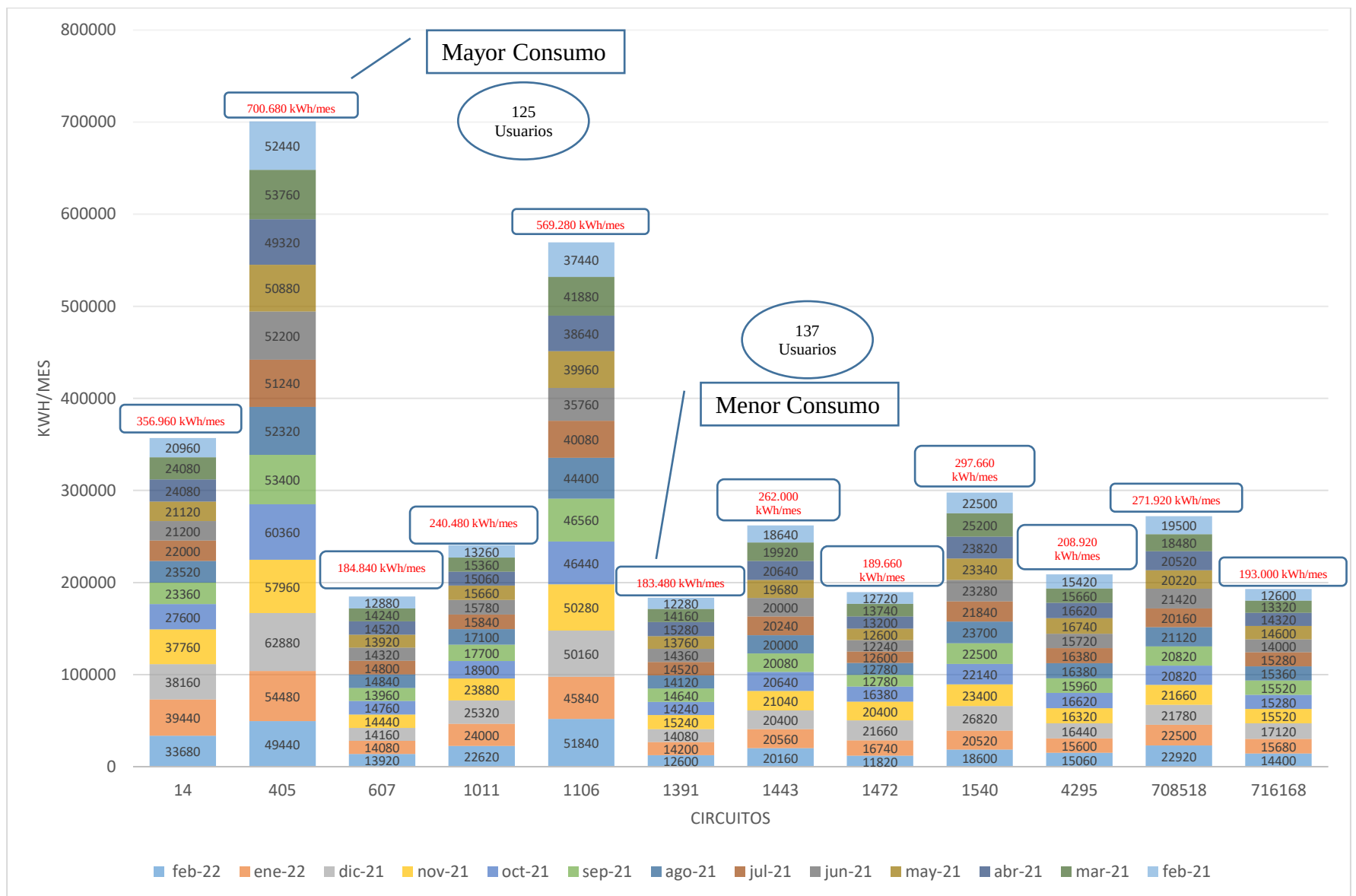


FIGURA 13 Consumo de circuitos

En la **figura 13** se puede visualizar el índice de consumo de cada uno de los circuitos, dando claridad del consumo por cada mes, y a su vez se visualiza el consumo acumulado del mes de febrero de 2021 a febrero de 2022. Se encontró que el circuito 405 presenta un consumo acumulado de 700,680 kWh/mes donde tiene 125 usuarios asignados, siendo este el que presenta mayor consumo acumulado. El circuito 1391 presentó un índice de consumo acumulado de 183,480 kWh/mes y tiene 137 usuarios, con una mayoría de usuarios residenciales.

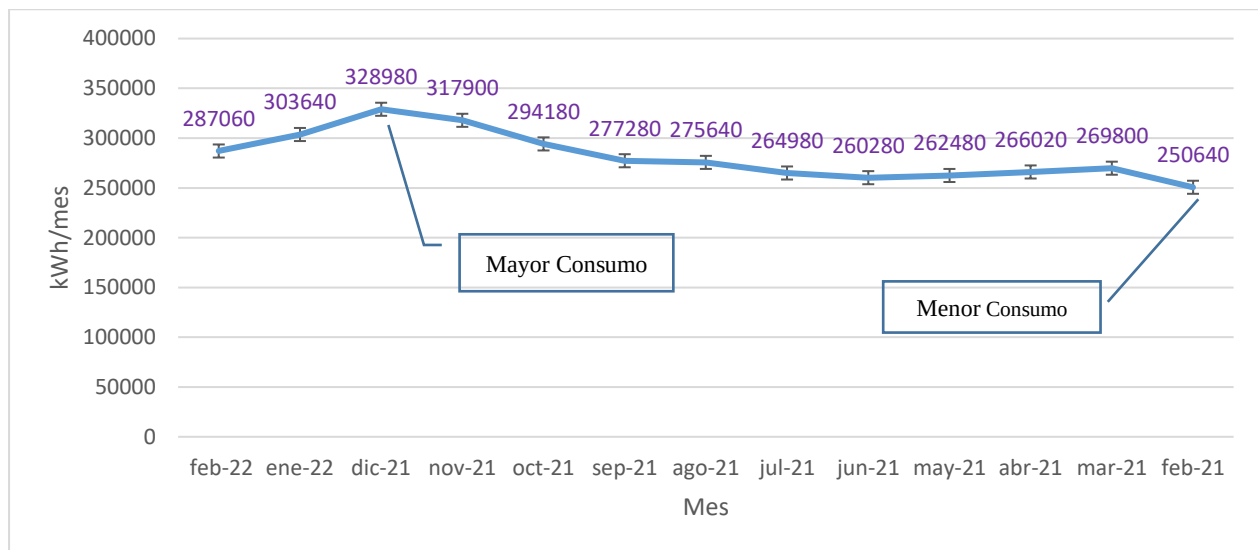


FIGURA 14 Consumo acumulado del total de los circuitos por mes.

En la **figura 14** se puede observar que el mes de diciembre 2021 es el que presenta mayores consumos acumulados con un índice de 328,980 kWh/mes, esto representa aproximadamente una energía facturada de \$211.403.930 pesos. El mes de febrero del año 2022 presenta un índice de consumo de 287,060 kWh/mes con una energía facturada \$184.465.962 pesos. Se tuvo una energía suministrada acumulada de los 12 circuitos en todos los meses de 3,658,880 kWh/mes esto representa a \$2.351.211.655 pesos en energía facturada. El valor de kWh se puede visualizar en el [anexo 3](#).

10. Servicio De Alumbrado Publico

El servicio de alumbrado público que su principal objetico es proporcionar únicamente la iluminación de bienes de uso público y de más espacios de libre circulación.

El servicio de alumbrado público se calcula medio de la siguiente formula:

$$S_{A.publico} = \frac{P_{Iluminaria} * 12 \text{ horas} * 30 \text{ días}}{1000} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde:

- $S_{A.publico}$: Servicio Alumbrado Público kWh/mes
- $P_{Iluminaria}$: Potencia (W) de Iluminaria.
- 12 horas : Es la cantidad de horas que se encuentra en funcionamiento
- 30 días: Es la cantidad de días que se encuentra en funcionamiento, que es equivalente a un mes.

Tabla 5 ALUMBRADO PUBLICO

CIRCUITO	Luminarias	Potencia W	Potencia kWh/mes
14	13	1576	567.36
405	28	2310	831.6
607	46	2472	889.92
1011	11	750	270
1106	12	804	289.44
1391	22	1338	481.68
1443	39	1642.5	591.3
1472	21	1477	531.72
1540	32	2164	779.04
4295	27	2805	1009.8
708518	52	2998	1079.28
716168	38	2832	1019.52
Total, general	341	23168.5	8340.66

En la **tabla 5**, el servicio de alumbrado público cuenta con lámparas de diferentes potencias en las cual se tiene “alumbrado público luminaria horizontal cerrada con fotocelda led 101 W” esto cambia en la relación de potencia en cada una de ellas, en el [Anexo 2](#) se puede visualizar de una forma más clara la relación de cada una de ellas con cada uno de los circuitos de estudio.

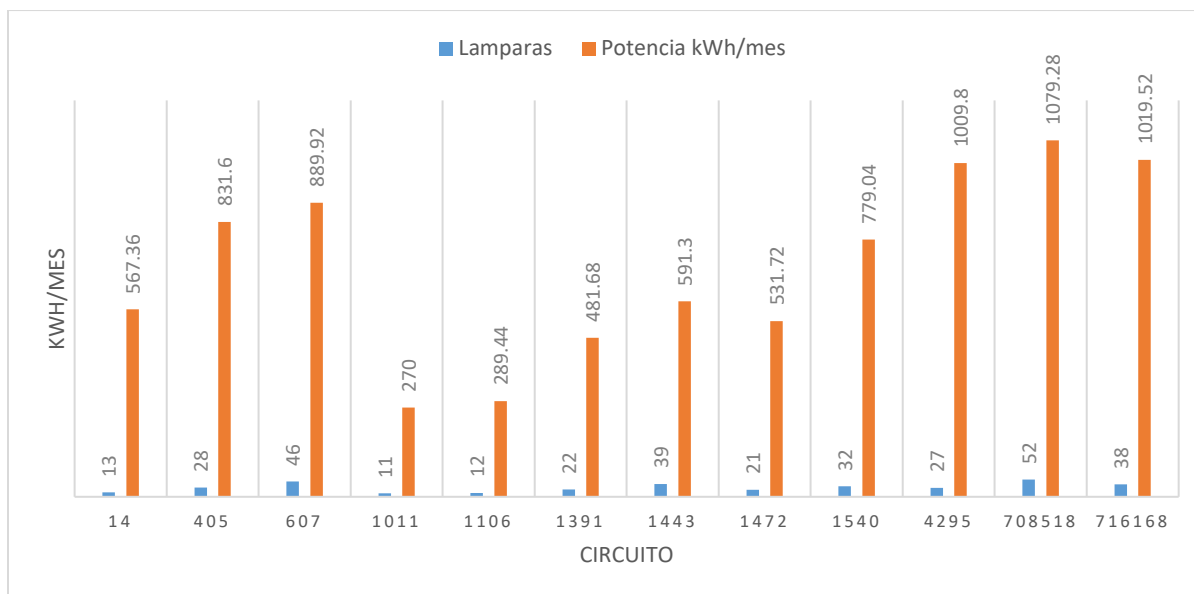


FIGURA 15 Alumbrado publico

En la **figura 15**, se da una representación gráfica donde se hace una relación entre las luminarias y el consumo de cada una de ellas, encontrando mayor número de iluminarias en el circuito 708518 con un total de 52 a una potencia kWh/mes de 1079.28 y el de menor iluminarias es el circuito 1011 con un total de 11 con una potencia kWh/mes de 289.44.

11. Consumo De Usuarios Facturados

La energía facturada por la electrificadora de Santander OR de los consumos de los usuarios registrados se adquiere de la siguiente forma:

- La lectura de consumo de energía de cada usuario o cliente, se realiza por un personal calificado de la empresa, en la cual está organizado por rutas de medición. Se verifica los datos que tiene la empresa acerca de la dirección de los medidores de energía. Las lecturas de consumo que representa la energía suministrada, es por el tiempo de un mes aproximadamente. Esta medición se toma en kWh/mes. Estas lecturas son recogidas por medio de un software corporativo.
- Los usuarios se clasifican según su tarifa respectivamente por su categoría.
- La factura se presenta el valor del cobro de la energía consumida por cada usuario, donde se detalla los rubros de energía consumida o suministrada por cada usuario.

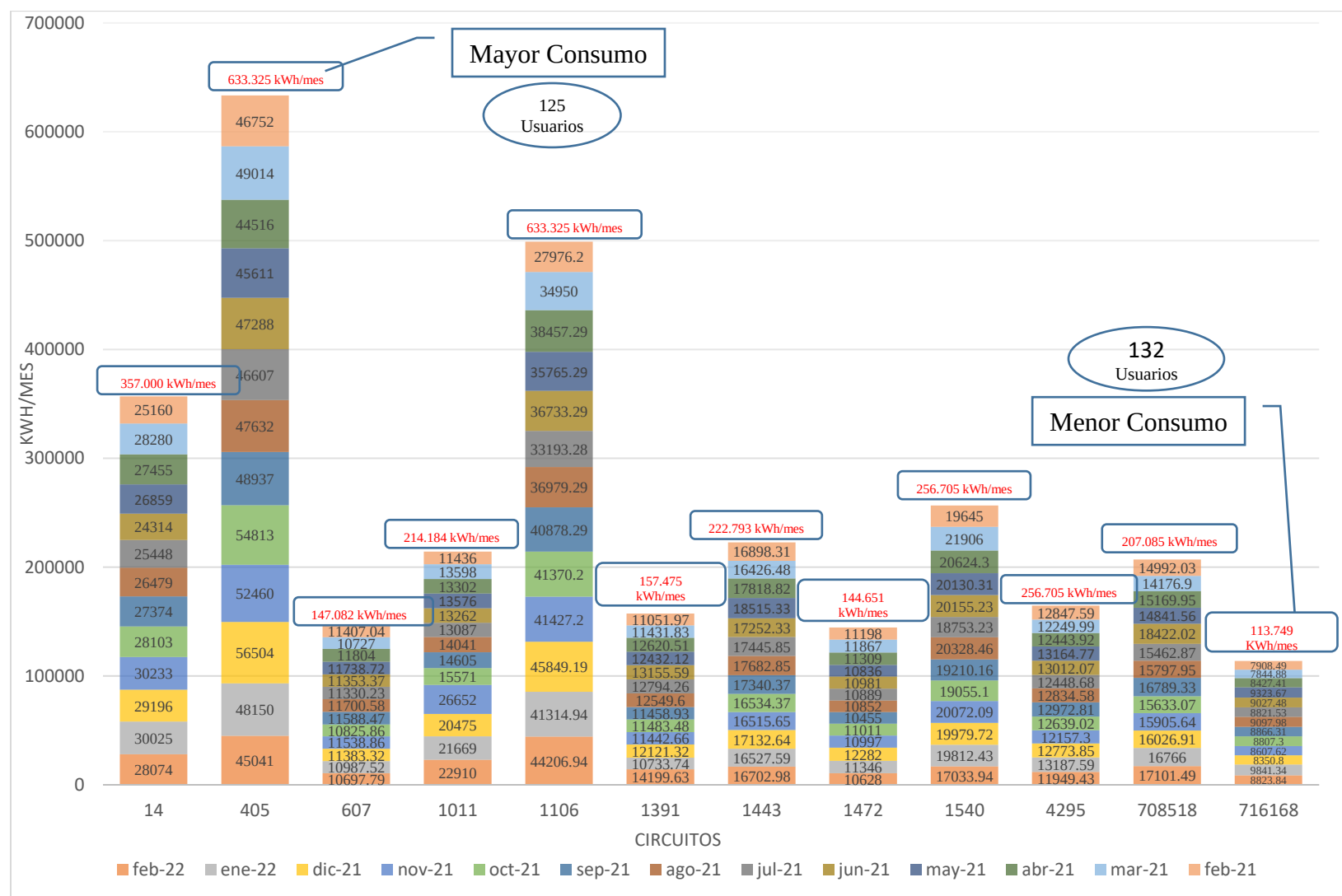


FIGURA 16 Consumo facturado

En la **figura 16** se puede observar los consumos acumulados de energía facturada con respecto a cada uno de los usuarios conectados, donde el circuito 405 es que presenta mayor consumo facturado y el de menor energía facturada es 716168.

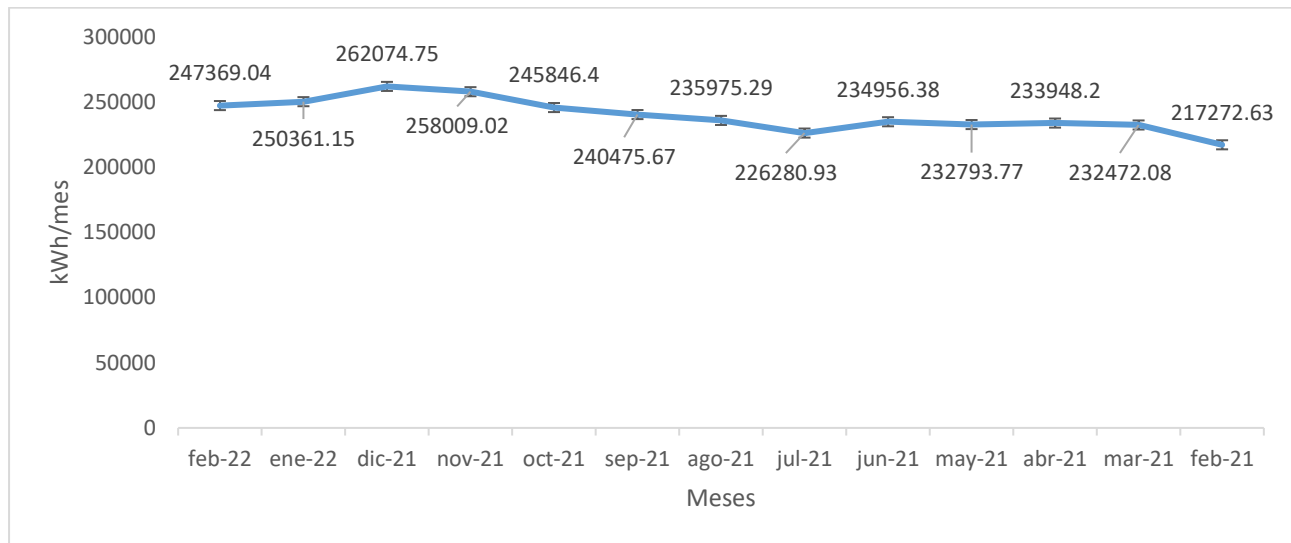


FIGURA 17 Acumulada usuarios

La **figura 17** se da una visualización de la energía acumulada facturada de los usuarios en todos los meses, donde se da un comportamiento equilibrado y no tiene saltos significativos; el promedio de consumo es 239,833 kWh/mes. El mes que presenta mayor índice de consumo es el mes de diciembre del año 2021 con un valor de 262,074.75 kWh/mes que corresponde a \$168.419.759 pesos.

12. Pérdidas De Energía

Las pérdidas de energía eléctrica están relacionadas con las perdidas técnicas y las no técnicas.

Estas pérdidas de energía se dan por una diferencia entre la energía suministrada registrada y la energía facturada más la energía consumida por alumbrado público:

$$E_{perdida} = E_{S.Registrada} - E_{E.Facturada} - E_{C.Alumbrado} \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde

$E_{perdida}$: Es la cantidad de energía perdida

$E_{S.Registrada}$: Es la cantidad de energía suministrada registrada

$E_{E.Facturada}$: Es la cantidad de energía Facturada

$E_{C.Alumbrado}$: Es la cantidad de energía consumida alumbrado publico

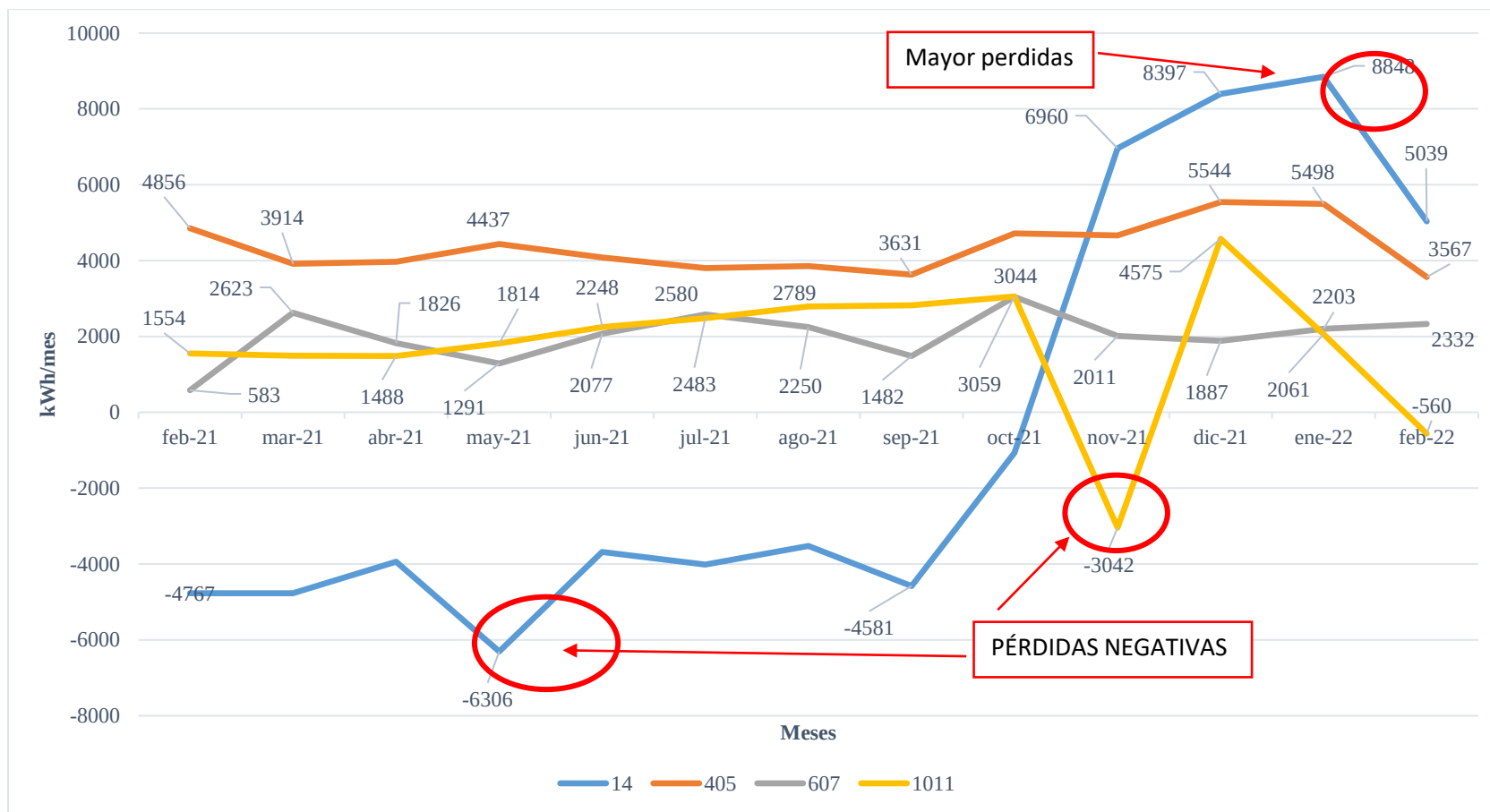


FIGURA 18 Pérdidas en circuitos 14,405, 607 Y 1011.

En la **figura 18** se da una apreciación de las pérdidas que se encuentran en los circuitos 14, 405, 607, 1011. El circuito 14 tuvo un salto significativo desde el mes de septiembre del 2021 donde se encontraron pérdidas negativas, estas se pueden dar por una desatención al momento del registro que puede ser ocasionado por la no toma de la medida o por un error en la toma de la medida, también se encontró una pérdida significativa en el mes de enero del 2022 de 8,848 kWh/mes con un valor de \$5.686.096 pesos. En el

circuito 1011 se presentaba unas pérdidas constantes en aumento, pero cayó en el mes de noviembre del 2021 registrando unas pérdidas negativas de 3,042 kWh/mes por lo tanto es necesario realizar nuevas acciones para el mejoramiento de la toma de las medidas.

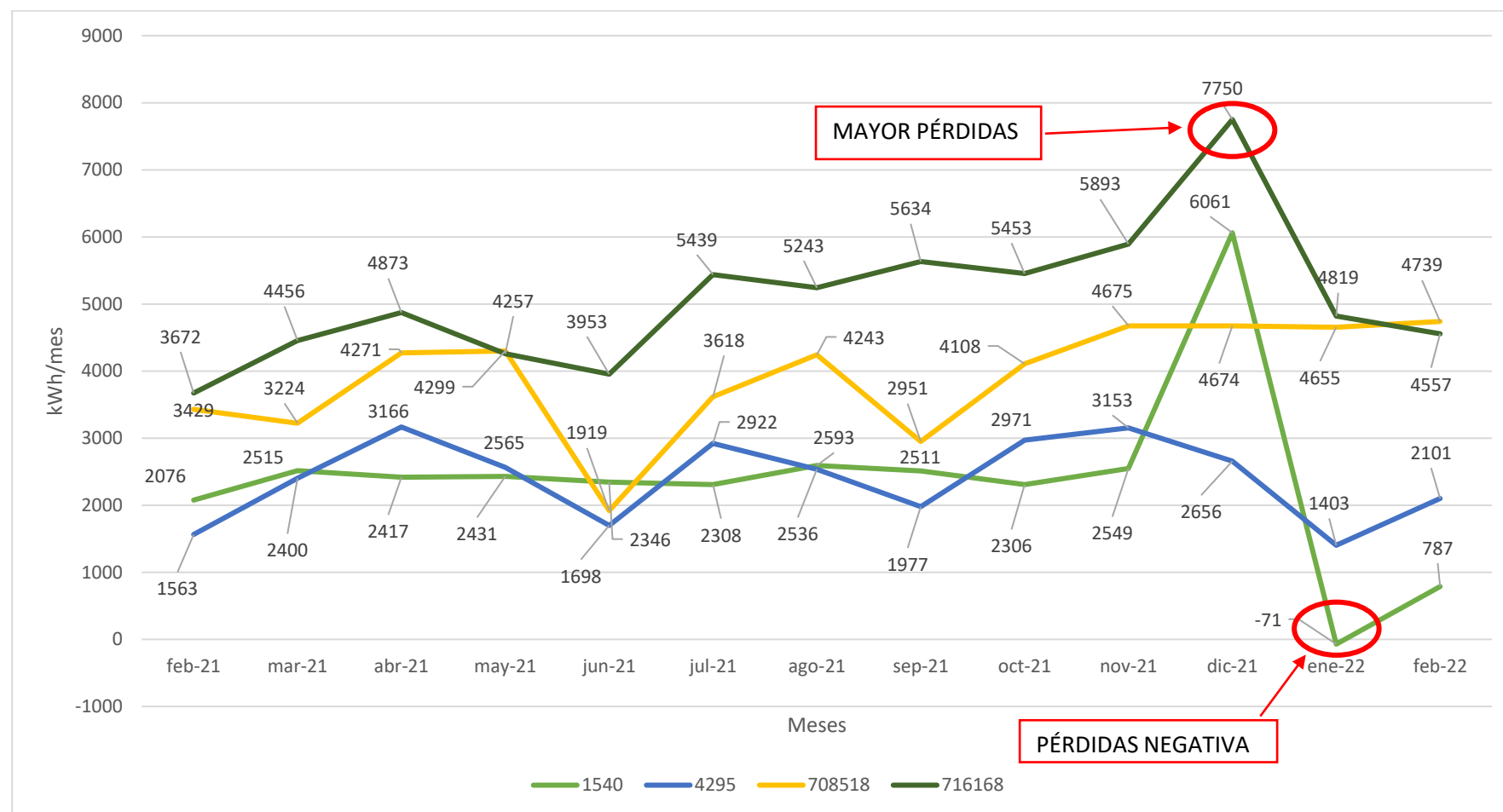


FIGURA 19 Perdidas en los circuitos 1540, 4295, 708518 Y 716168.

En la **figura 19** se puede ver el comportamiento de las pérdidas de energía eléctrica que tienen los circuitos 1540, 4295, 708518 y 716168, donde se puede observar que el circuito que presento mayores índices de pérdidas en un mes fue el circuito 716168 en cual

presento una energía pérdida de 7.750 kWh/mes que equivale a \$4.980.475 pesos. Ninguno de los circuitos presenta un comportamiento constante, en el mes de febrero del 2022 el circuito que presento mayores pérdidas fue el 708518 con unas pérdidas de 4,739 kWh/mes que equivale \$3.045.480 pesos. En el circuito 1540 en el mes de diciembre de 2021 presentó unas pérdidas de 6,601 kWh/mes y en el siguiente mes presentó unas pérdidas negativas de 71 kWh/mes, en la cual tiene asociados en su mayoría usuarios residenciales, por esto es importante implementar la telemedida, para lograr obtener datos en tiempo real.

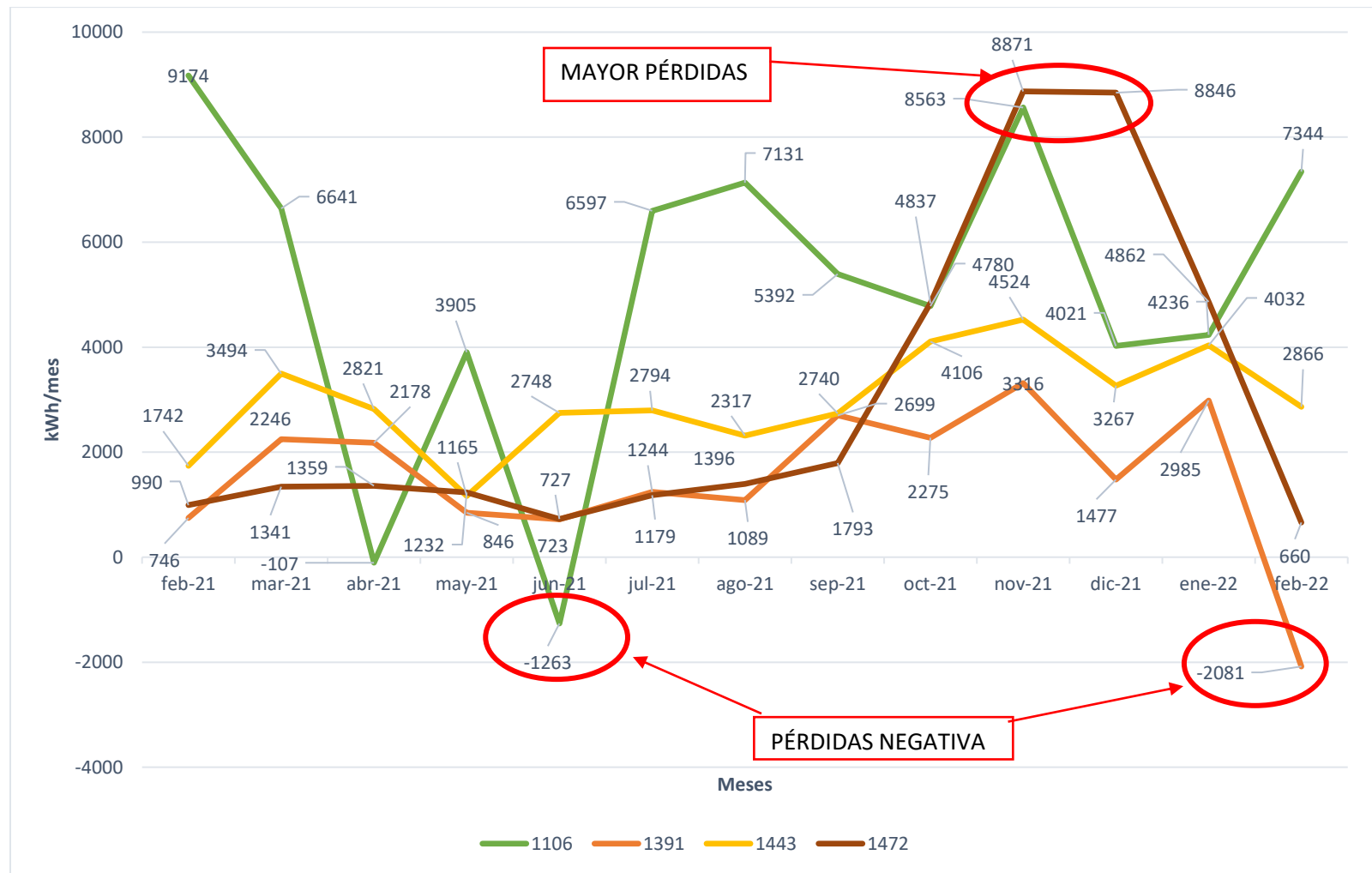


FIGURA 20 Pérdidas en los circuitos 1106, 1391, 1443 Y 1472

En la **figura 20** se puede visualizar el comportamiento de las pérdidas de energía que se presentan en los circuitos 1106, 1391, 1443 y 1472. En la cual se puede observar que ninguno de los circuitos presenta un comportamiento equilibrado, en comportamiento de los índices que presenta el circuito 1106 desde el mes de febrero del 2021 hasta el mes de mayo de 2021 presentó unas pérdidas

considerables, pero en el mes de junio presentó unas pérdidas negativas a consecuencias de diferentes factores de la toma de las medidas. Este circuito siguió presentando pérdidas en febrero del 2022 de 7,344 kWh/mes y es el circuito que presenta mayores pérdidas en el último mes de estudio.

En el circuito 1391 tiene unas pérdidas negativas en el mes de febrero del 2021, pero su comportamiento siempre a tenido unas pérdidas superiores a 723 kWh/mes, es necesario realizar acciones de control para tener un diagnóstico más completo de las pérdidas relacionadas.

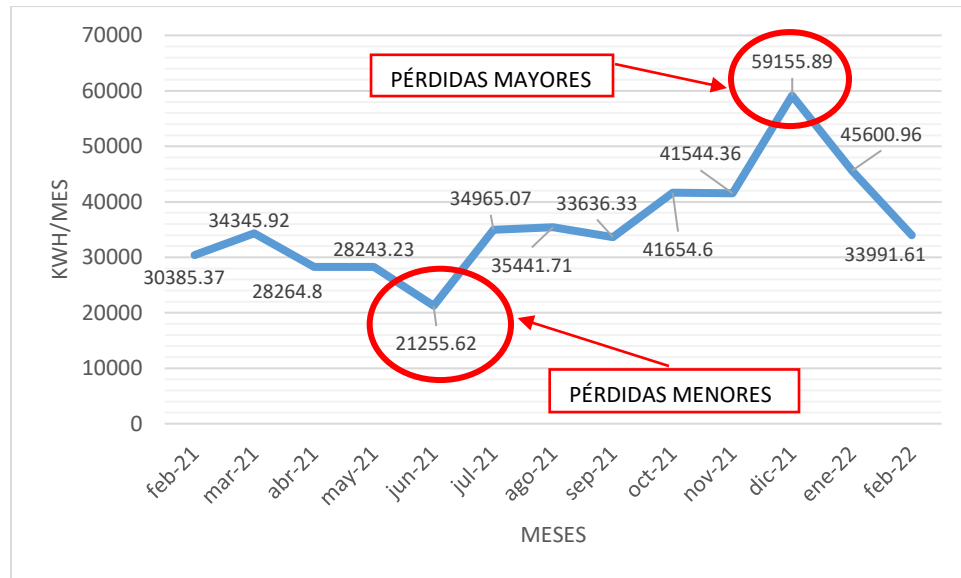


FIGURA 21 Pérdidas acumuladas Por Meses

En la **figura 21** se observa las pérdidas acumuladas respecto a cada mes, donde se logra observar que desde el mes de septiembre hasta el mes de diciembre hay un aumento de pérdidas, en la cual el mes de diciembre logra el más alto índice de pérdidas llegando a 52.142kWh/mes que corresponde aproximadamente a una energía dejada de facturar de \$33.508.639 pesos. En la figura 21 no se tienen en cuenta las pérdidas negativas en cada uno de los circuitos relacionados. En los meses del año 2022 se muestra un comportamiento descendente, pero a comparación del mes de febrero del 2021 vs al mes de febrero del 2022 se tiene unos índices superiores en el mes de febrero del 2022.

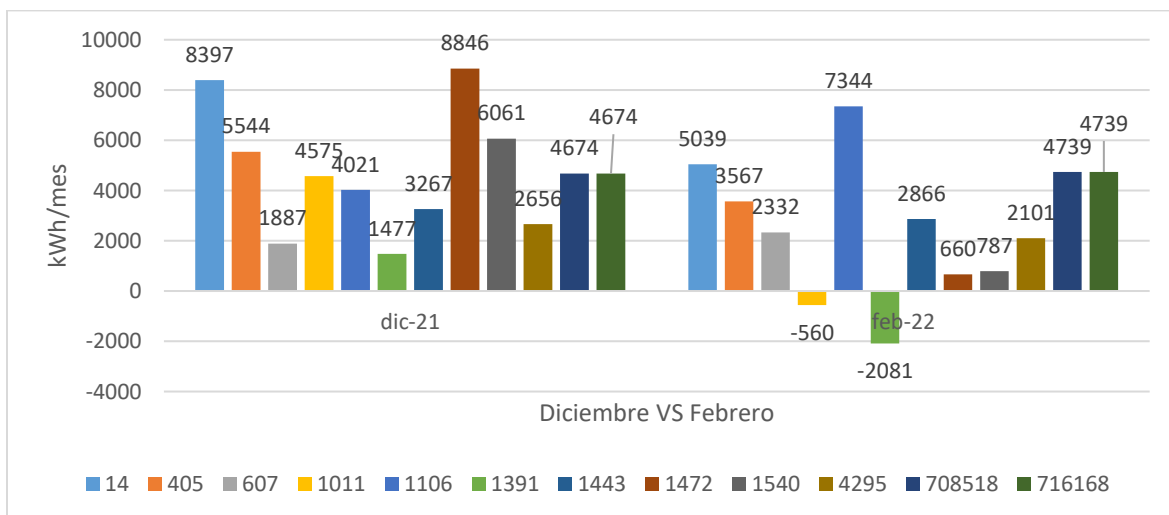


FIGURA 22 Consumo diciembre 2021 vs febrero 2022

En la **figura 22** se da una apreciación de las pérdidas de los meses de diciembre del 2021 y febrero 2022. Se da una apreciación que los circuitos 1011 y el 1391 en el mes de diciembre presentaron unas pérdidas superiores a los 1,477 kWh/mes, pero en el mes de febrero hubo unas pérdidas negativas superiores a 560 kWh/mes. Los dos circuitos que presentaron mayores pérdidas en el mes de diciembre el 14 y el 1472, en el mes de febrero presentaron una disminución significativa en la relación de pérdidas. Los circuitos 708518 y el 716168 se mantienen en unas pérdidas superiores a los 4,000 kWh/mes.

Circuito	Energía Registrada febrero 2022 kWh/mes	Perdidas de Energía febrero 2022 kWh/mes	Porcentaje %
14	33680	5038.64	15%
405	49440	3567.4	7%
607	13920	2332.29	17%
1011	22620	-560	-2%
1106	51840	7343.62	14%
1391	12600	-2081.31	-17%
1443	20160	2865.72	14%
1472	11820	660.28	6%
1540	18600	787.02	4%
4295	15060	2100.77	14%
708518	22920	4739.23	21%
716168	14400	4556.64	32%

Tabla 6 PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGÍA DE FEBRERO 2022

En la **tabla 6** se da a conocer las pérdidas porcentuales del mes de febrero del 2022, donde el circuito que presentan mayores pérdidas es el 716168 que presenta un porcentaje de 32% que corresponde a 4556.64 kWh/mes con una energía dejada de facturar de \$ 2.899.125 pesos. Se encontraron dos circuitos que tienen un porcentaje de pérdidas negativas que son el 1011 y el 1391.

13. Clasificación De Circuitos Según Sus Índices De Pérdidas De Energía Eléctrica

La electrificadora de Santander clasifica los circuitos mediante unos parámetros en las cuales se tienen:

❖ **Tipo 3**

- ✓ Pérdidas Iniciales ≥ 500 kWh/mes
- ✓ IP > 5.22 %
- ✓ Pérdidas por usuarios ≥ 50 kWh/mes
- ✓ N° Clientes SAC ≤ 15 usuarios

❖ **Tipo 2**

- ✓ Pérdidas Iniciales ≥ 500 kWh/mes
- ✓ IP > 5.22 %
- ✓ Pérdidas por usuarios ≥ 50 kWh/mes
- ✓ N° Clientes SAC > 15 usuarios

❖ **Tipo 1**

- ✓ Pérdidas Iniciales ≥ 500 kWh/mes
- ✓ IP > 5.22 %
- ✓ Pérdidas por usuarios < 50 kWh/mes

Si no se cumple alguno de los parámetros quedaría fuera de rango.

Se tomará el periodo del mes de febrero del 2022 como parámetro de las pérdidas iniciales.

Tabla 7 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS TOLERABLES [26]

% de pérdidas máximas tolerables					
Nivel de tensión	EPM	ESSA	CENS	CHEC	EDEQ
Nivel I ($V < 1$ kV)	3.88	5.22	5.17	3.42	4.93
Nivel II ($1 \text{ kV} \leq V < 30$ kV)	1.12	1.36	1.10	1.81	1.54
Nivel III ($30 \text{ kV} \leq V < 57.5$ kV)	1.21	3.42	2.52	1.36	1.55

En la **tabla 7** se relacionan las pérdidas tolerables por el grupo EMP, donde la Electrificadora de Santander toma estos índices para realizar su método de intimación de las pérdidas de energía eléctrica.

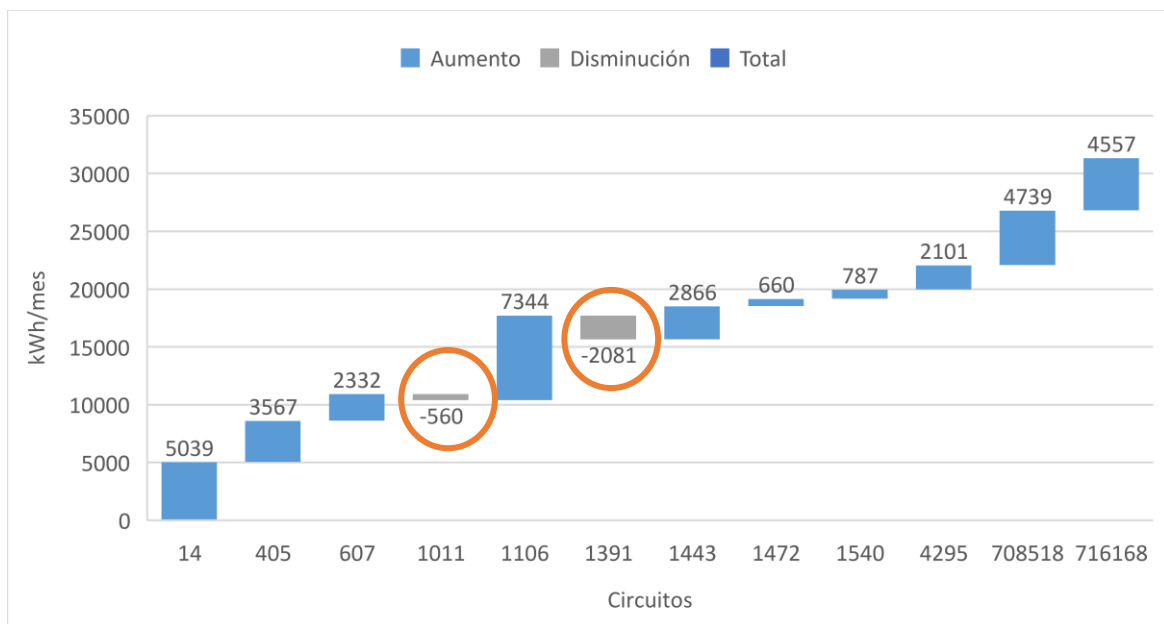


FIGURA 23 Consumo del mes de febrero

En la **figura 23** se puede apreciar que unos circuitos presentan pérdidas negativas quedando fuera del estudio por no tener los parámetros requeridos para su categorización que se mencionaron anteriormente. Estos circuitos son el 1011 con unas pérdidas negativas de -560 kWh/mes y el 1391 con un índice de -2.081 kWh/mes.

Tabla 8 PERDIDAS POR CIRCUITO

Circuito	Pérdidas Iniciales kWh/mes	Porcentaje
14	5039	15%
405	3567	7%
607	2332	17%
1106	7344	14%
1443	2866	14%
1472	660	6%
1540	787	4%
4295	2101	14%
708518	4739	21%
716168	4557	32%

En la **tabla 8** se muestra los datos que se van a utilizar para el análisis y selección para cada uno de los tipos de circuitos según sus pérdidas de energía eléctrica.

Tabla 9 CLASIFICACIÓN DE CIRCUITOS SEGÚN PARÁMETROS

Circuito	Pérdidas Iniciales kWh/mes	IP %	Perdidas Usuarios kWh/mes	Usuarios	Tipo
14	5039	15%	64	79	2
405	3567	7%	29	125	1
607	2332	17%	17	137	1
1106	7344	14%	129	57	2
1443	2866	14%	18	161	1
1472	660	6%	22	30	1
1540	787	4%	7	116	F. Rango
4295	2101	14%	20	106	1
708518	4739	21%	23	210	1
716168	4557	32%	35	132	1

En la **tabla 9** se da la clasificación de cada uno de los circuitos con su tipología donde el tipo 3 significa circuitos en estado crítico ya que tienen clientes asociados a menos de 15, el tipo 2 son los que tienen pérdidas considerables, pero con más facilidad de control. El tipo 1 son los circuitos con mayor dificultad de control ya que no tienen con exactitud la cantidad de usuarios conectados.

VIII. ACCIONES PARA MEJORAR EL MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CIRCUITOS CRÍTICOS.

14. Introducción

En el capítulo anterior se determinó el método estimación de pérdidas de energía eléctrica para cada uno de los circuitos de estudio, en la cual se realizó un análisis estadístico de las pérdidas entre los meses de febrero 2021 hasta febrero del 2022, claramente se dio a conocer que cada uno de los circuitos presentan comportamientos distintos.

Por la cual, es necesario realizar unas acciones para el mejoramiento del método de estimación de las pérdidas de energía eléctrica, por la cual es preciso ejecutar actividades de inspección como a su vez de actividades técnicas para poder intervenir las causales. Las pérdidas de

energía eléctrica en la electrificadora de Santander deben ser intervenidas por medio de unos trabajos de intervención, normalizaciones, como a su vez la actualización de datos.

15. Selección de los Circuitos Críticos

La selección de los circuitos críticos se determinó por medio de los parámetros dados en la sección anterior según sus índices de pérdidas de energía eléctrica, por lo tanto, se seleccionaron dos circuitos tipo 2 y un circuito tipo 1, donde el circuito 716168 se seleccionó por sus elevados índices de pérdidas que están en un 32% y es más elevado de los tipos 1.

Tabla 10 CIRCUITOS SELECCIONADOS

Circuito	Pérdidas Iniciales kWh/mes	IP %	Perdidas Usuarios kWh/mes	Usuarios	Tipo
14	5039	15%	64	79	2
1106	7344	14%	129	57	2
716168	4557	32%	35	132	1

15.1 Ubicación geográfica EnerGis

En las figuras 24, 25 y 26 se pueden observar las redes que están asociadas al transformador.

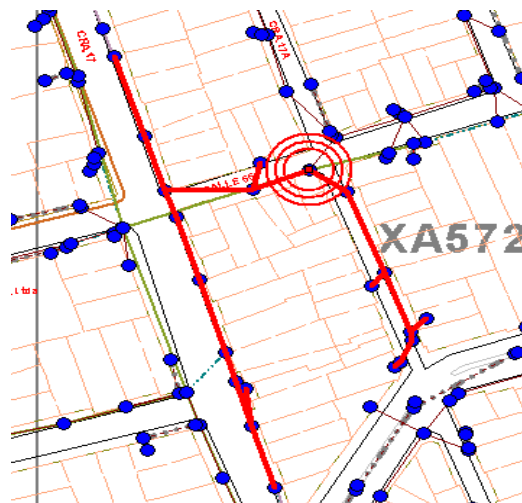


FIGURA 24 Plano geo referencial circuito 14

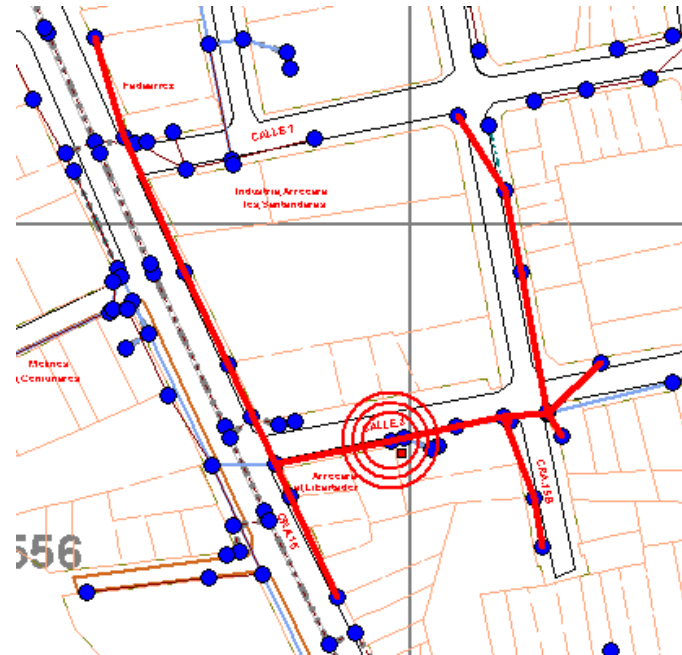


FIGURA 25 Plano geo referencial circuito 1106

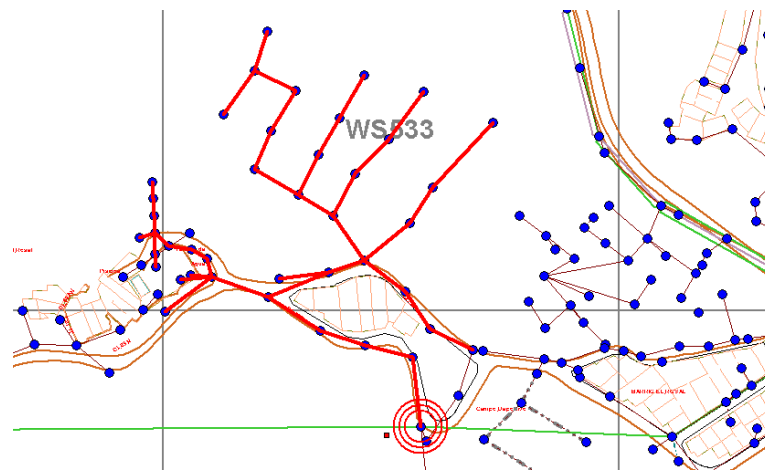


FIGURA 26 Plano geo referencial circuito 716168

Tabla 11 TIPOLOGÍA DE RED

Circuito	Nombre Infraestructura
14	Aluminio Cable Trenzado Aislado XLPE AAC 3x2/20 +20
1106	Aluminio Cable Trenzado Aislado XLPE AAC 3x2/20 +20
716168	Aluminio Cable Trenzado Aislado XLPE AAC 3x2/20 +20

16. Trabajos y acciones para el mejoramiento de los indicadores

Para el mejoramiento de la estimación de las pérdidas de energía la electrificadora de Santander realiza una inspección en el sistema de baja tensión del circuito de estudio, con el fin de realizar unas acciones para el mejoramiento de las pérdidas de energía.

Por ende, la empresa cuenta con cuadrillas de personal calificado para la revisión y para realizar labores que ayuden a disminuir estos indicadores; las acciones que realizan son:

- Inspección de transformador.
- Inspección de medidores.
- Inspección de la red.
- Inspección de luminarias y otras cargas.

16.1 Inspección de transformador

En la inspección del transformador se realiza de forma visual, donde este puede verificar el estado actual del transformador, que nos permita determinar que no tenga filtraciones de aceite y a su vez el funcionamiento óptimo de cada uno de los componentes auxiliares que lo conforman, con esto poder determinar si es necesario realizar acciones de mantenimiento y/o otras acciones pertinentes. La inspección también se determina que todos los datos que se tienen en el sistema coincidan (Numero del transformador, Capacidad, Tipo, Dirección, Conexión, Medidor, Lectura del Medidor).

16.2 Inspección medidores

Uno de los trabajos más importantes es la inspección de medidores, estas se realizan de forma visual y física en cada uno de los medidores asociados a los usuarios; entre la cual se tiene:

- Verificación de estado de los sellos: Se verifica cada uno de los sellos que están asignados en sistema y comprobar si hay manipulación o no.
- Verificación de los datos de medida: Se realiza una observación visual del funcionamiento del medidor y a su vez verificar medida registrada en el sistema.
- Verificación conexión: revisión de la conexión del medidor y su vez de la acometida, con el fin de determinar manipulaciones o conexiones ajenas al funcionamiento.

16.3 Inspección de la red

Se realiza una inspección total de la red de forma visual, donde se revisará las conexiones, el estado actual del aislamiento del cable con el fin de determinar si hay agrietamientos o afectaciones, con el fin de brindar acciones pendientes de mantenimiento. De la misma manera se puede visualizar si hay servicios directos conectados al sistema de baja tensión.

16.4 Inspección de luminarias y otras cargas.

Se verifica cada una de las luminarias asociadas en el sistema, con el fin de determinar que cumplen con los datos registrados. A su vez se registra y se comprueba de forma visual y física cada una de ellas, para poder determinar nuevas asociaciones o viceversa. Se verifica si el circuito tiene conectado cargas adicionales (cámaras de seguridad, semáforos, fuentes/amplificadores).

17. Acciones por circuito

17.1 Circuito 14

17.1.1 Inspección de transformador.



FIGURA 27 Transformador circuito 14.



FIGURA 28 Apoyo ubicación transformador 14.

Se realiza una inspección visual del circuito 14 donde se puede encontrar un transformador trifásico de 150 KVA encontrándose en el apoyo 1000896 donde no se encontró fugas de aceite y

sus componentes se visualizan en buen estado. El medidor se encuentra registrando energía y en óptimas condiciones.

17.1.2 Inspección de medidores.

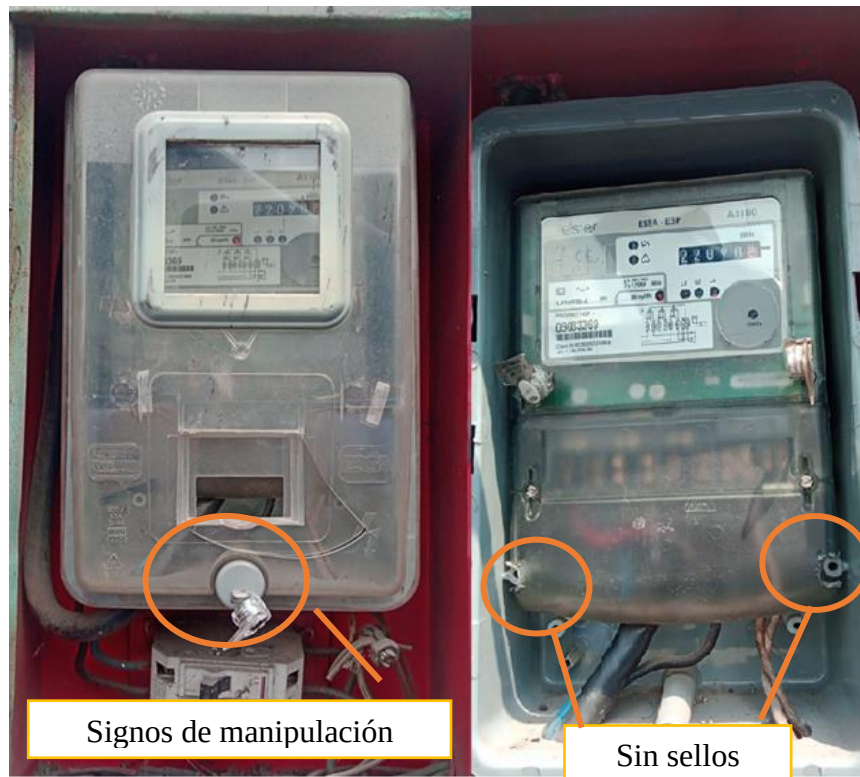


FIGURA 29 Medidor con signos de manipulación

Se realiza una visita técnica encontrando un medidor con signos de manipulación y sin sellos de bornera, es necesario realizar pruebas de con equipo AVM para medir la exactitud y la dosificación del medidor.



FIGURA 30 Revisión medidores

Se realiza visita técnica encontrando medidores con sellos de bornera, sellos de coraza en buen estado y sin signos de manipulación. Se realiza unas pruebas de exactitud y dosificación para comprobar su correcto funcionamiento. En la **figura 30** se puede visualizar que se realizan estas pruebas en terreno.

17.1.3 Inspección de la red.



FIGURA 31 Red circuito 14

Se realiza una revisión visual de toda la red donde se encuentra una red trenzada y no se evidenciaron servicios directos en la red de baja tensión.

17.1.4 Inspección de luminarias y otras cargas.



FIGURA 32 Revisión de luminarias y otras cargas circuito 14

Se realiza una inspección visual de cada una de las luminarias donde se encontraron un total de 13 luminarias correspondientes a lo revisado en el sistema. Se encontró una cámara de seguridad no asociada al sistema haciendo una recuperación del consumo de 400 kWh/mes aproximadamente, esto se puede ver en la **figura 32**.

17.2Circuito 1106

17.2.1 Inspección de transformador



FIGURA 33 Transformador circuito 1106.



FIGURA 34 Apoyo ubicación transformador 1106.

Se encuentra transformador trifásico con una capacidad de 225 KVA en el apoyo 1043579, se pudo observar que no se encuentran filtraciones de aceite y sus componentes visiblemente en buen estado. El medidor se encuentra registrando consumo y en buenas condiciones.

17.2.2 Inspección de medidores.

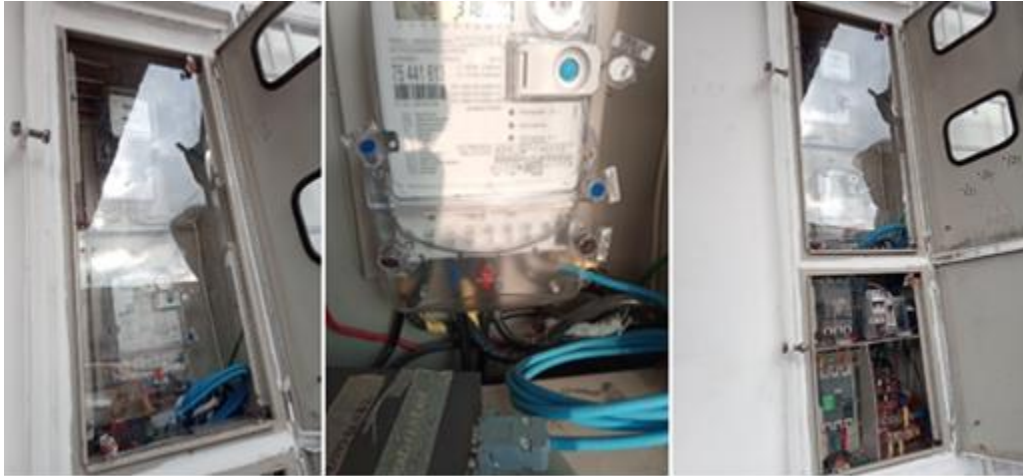


FIGURA 35 Medidor bidireccional

Se realiza visita técnica donde se encuentra servicio bidireccional, con sellos en buen estado, en módulo metálico de 2 puestos ubicado en fachada, medidor cuenta con sistema de paneles solares, se realiza inspección de conexiones que se encuentran en estado conforme. En necesario implementar acciones para el mejoramiento de la medida ya que se encuentra medidores total mente positivos y estos no registran la energía suministrada el sistema conectado a la red.

17.2.3 Inspección de la red



FIGURA 36 Medidores con manipulación

Se realiza inspección de medidores en la cual se encuentra partida la caja polimérica como se visualiza en la **figura 36**, no se encuentran sellos y se evidencia signos de manipulación.



FIGURA 37 Red circuito 1106.

Se realiza revisión visual de la red del circuito 1106 donde se encontró línea abiertas por fase. En la cual es energizada por medio de red tranzada.

17.2.4 Inspección de luminarias y otras cargas.



FIGURA 38 Luminarias circuito 1106

Se realizo inspección del servicio de alumbrado público del circuito 1106 donde se encontró en su totalidad 12 lámparas.

17.3 Circuito 716168

17.3.1 Inspección de transformador



FIGURA 39 Inspección del transformador

Se encuentra transformador monofásico con una capacidad de 25 KVA en el apoyo 175470, se pudo observar que no se encuentran filtraciones de aceite y sus componentes visiblemente en buen estado. El medidor se encuentra registrando consumo y en buenas condiciones. Se encuentra ubicado en zona boscosa en necesario realizar acciones de poda de maleza.

17.3.2 Inspección de medidores



FIGURA 40 Servicio directo

En la **figura 40** muestra predio en servicio directo desde la red de servicio de alumbrado público, medidor de marca HEXING monofásico prepago.



FIGURA 41 Caja metálica sin sellos

En la **figura 41** se encontró predio con servicio, donde la caja metálica se encuentra sin sellos de acrílicos.

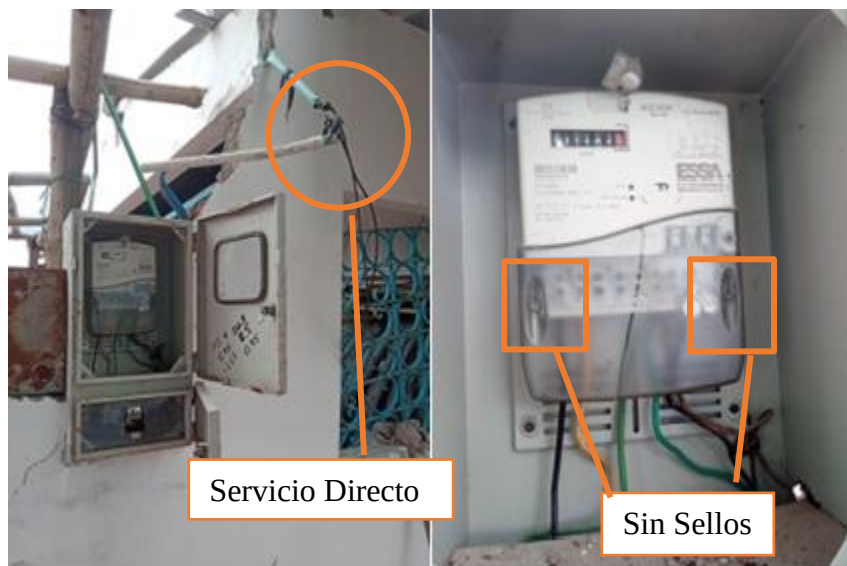


FIGURA 42 Servicio directo acometida

En la **figura 42** se puede visualizar servicio directo derivada de la acometida del usuario, el medidor no tiene sellos de bornera como se puede observar en la imagen.

17.3.3 Inspección de la red.



FIGURA 43 Red servicio directo

En la **figura 43** se visualiza vulneración de la red, se deriva de la red 4 cables de color negro, donde se observó que suministraba un puesto de comida.

17.3.4 Inspección de luminarias y otras cargas mal asociadas.



FIGURA 44 Revisión alumbrado público.

Se realiza inspección del servicio de alumbrado público donde se encontró un total de 38 lámparas y se no encontró ninguna otra carga asociada al circuito 716168.

18. Análisis estadístico

Tabla 12 ANÁLISIS DE FRECUENCIAS DE CAUSALES

Circuito	14	405	607	1106	1443	1472	1540	4295	708518	716168	Total
Medidor sin sellos	2	4	5	2	8	2	2	1	3	4	33
Servicio Directo, derivada de acometida	0	0	1	0	1	0	3	2	2	5	14
Servicio directo desde la red	0	0	5	0	3	0	2	1	6	6	23
Macro excede altura difícil lectura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Medidor con signos de manipulación	3	1	1	1	1	0	0	2	2	1	12
Medidor con atraso tecnológico	0	5	0	4	4	5	1	0	1	3	23
Cargas mal asociadas al sistema	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	3
Sistema fotovoltaico conectado a la red	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
Macro Unidireccionales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Acometida en mal estado	1	2	0	0	1	1	0	0	0	0	5
Mal toma de medida	2	2	1	3	1	2	1	4	1	6	23
Medidor dañado	3	0	3	2	0	0	0	4	0	0	12
Macro dañado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Usuarios sin asociar	1	2	0	4	1	1	4	1	2	1	17
Total	14	17	17	18	21	13	14	17	18	27	176

En la tabla 10 se realiza un análisis de las causales encontradas en cada uno de los circuitos, en total se encontraron 176 causales de las posibles pérdidas de energía eléctrica.

Tabla 13 FRECUENCIAS CAUSALES

Causal	Frecuencia	% Porcentaje	Frecuencia Acumulada	% Porcentaje Acumulado
Medidor sin sellos	33	18.75%	33	18.75%
Servicio directo desde la red	23	13.07%	56	31.82%
Medidor con atraso tecnológico	23	13.07%	79	44.89%
Mal toma de medida	23	13.07%	102	57.95%
Usuarios sin asociar	17	9.66%	119	67.61%
Servicio Directo, derivada de acometida	14	7.95%	133	75.57%
Medidor con signos de manipulación	12	6.82%	145	82.39%
Medidor dañado	12	6.82%	157	89.20%
Macro Unidireccionales	10	5.68%	167	94.89%
Acometida en mal estado	5	2.84%	172	97.73%
Cargas mal asociadas al sistema	3	1.70%	175	99.43%
Sistema fotovoltaico conectado a la red	1	0.57%	176	100.00%
Macro excede altura difícil lectura	0	0.00%	176	100.00%
Macro dañado	0	0.00%	176	100.00%
Total	176			

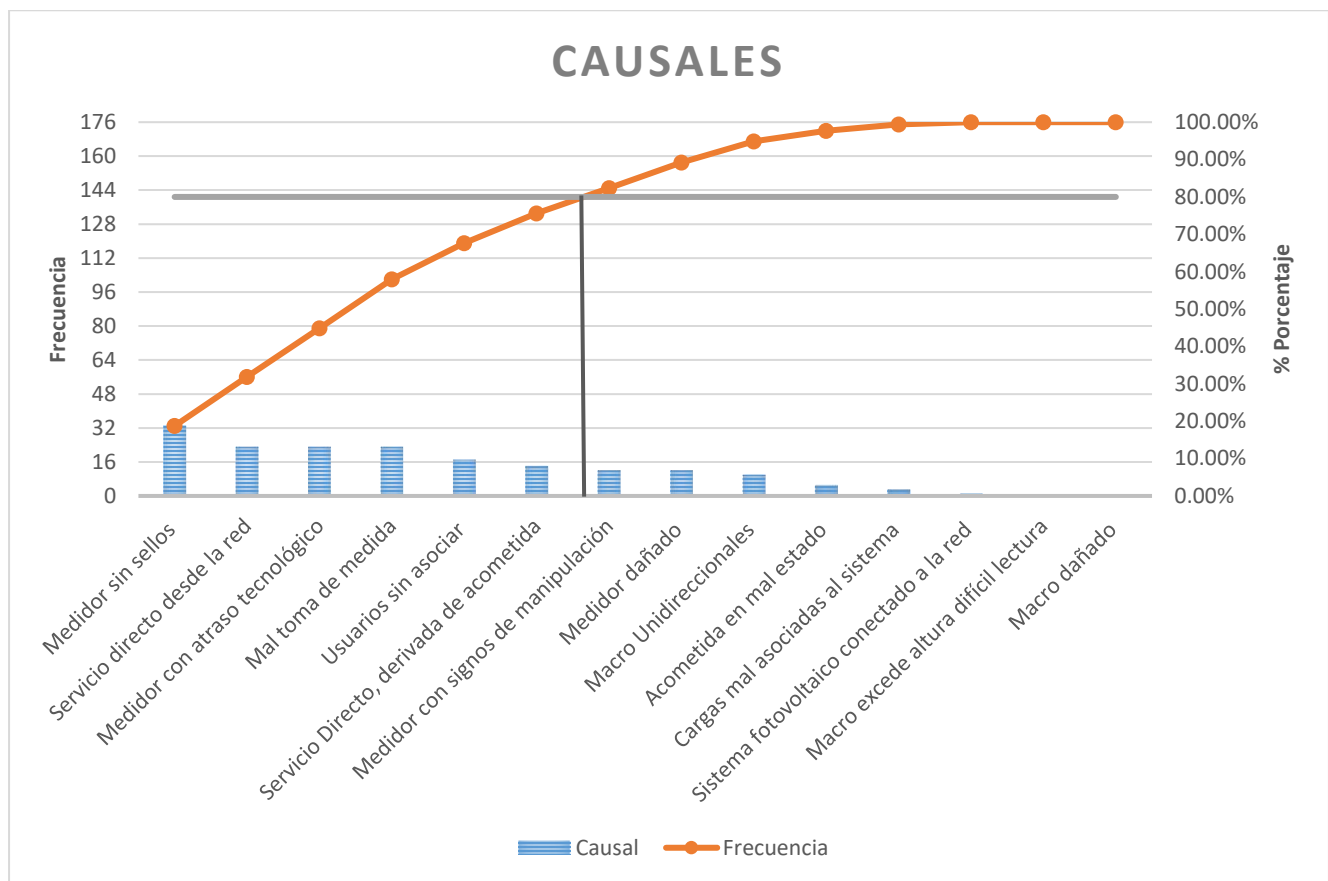


FIGURA 45 Diagrama pareto

En la figura 45 se puede observar las que las causales más relevantes son medidores sin sellos, servicio directo desde la red, medidores con atraso tecnológico, usuarios sin asociar y servicio directo derivada de la acometida. Se encontraron en total en las revisiones toda les de los circuitos fue de 176, donde en uno de ellos se encontró sistema de paneles solares conectado a la red.

IX. ACCIONES PARA EL MEJORAMIENTO DEL MÉTODO DE LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

19. Acciones De Mejora En La Inspección Del Transformador

En la transmisión de energía eléctrica y distribución los transformadores representan un elemento primordial de estos activos ya que desde un punto de vista técnico y a su vez económico,

por la cual es primordial mente necesario que estos elementos trabajen de una maneja correcta y a su vez realizar acciones de mantenimiento apropiado para prologar su vida útil.

Por la cual es necesario implementar acciones donde se pueda dar una claridad de la eficiencia de los trasformadores, ya que de forma visual no se puede contemplar y evaluar las pérdidas que puedan estar afectando al transformador. Los transformadores se caracterizan por tener pérdidas de potencia y con consecuente de energía, las afectaciones de su vida útil pueden estar relacionas por sobretensiones, cortocircuitos, carga nominal.

Las pérdidas que se pueden tener en los circuitos de estudio pueden están relacionadas por las pérdidas de técnicas los transformadores en la cual se pueden clasificar en:

- Pérdidas en vacío: Estas se relacionan por las perdidas provenientes principalmente de la variación de las tensiones, se generan normalmente en los núcleos de los transformadores. Estas pérdidas que existen en los transformadores se deben a la corriente de Foucault y las corrientes de histéresis producidas por corrientes de excitación; están también se relacionan por el tipo de perdidas al efecto corona.
- Pérdidas de carga: son perdidas asociadas a la variación de la demanda, son causadas por las corrientes que pasan por los elementos del sistema, estos elementos tienen asociadas una resistencia por sus características técnicas y su tipo de material que está construido, esto al combinarse con la corriente se causa está perdida, estas cambian respecto a la demanda.



FIGURA 46 Placa característica transformador monofásico

En la figura 45 de visualidad la placa característica del transformador monofásico del circuito 716861, donde se puede observar el dato importante como el nombre del fabricante, la potencia máxima que soporta el transformador para su trabajo óptimo sin que la temperatura exceda los valores determinados de diseño, a su vez nos da una altitud que nos influye en las pérdidas potencia y su peso que nos ayudara a tener una relación para su transporte y ubicación donde se instale.



FIGURA 47 Equipo universal de pruebas [27]

El CPC 100 puede realizar pruebas eléctricas en transformadores de tensión, transformadores de corriente, transformadores de tensión, maquinaria rotativa, sistemas de puesta a tierra, líneas y cables eléctricos e interruptores de alimentación. El sistema de prueba de pulverización principal CPC 100 patentado reemplaza varios dispositivos de prueba individuales. Esto reduce los costos de capacitación y envío, así como el tiempo de prueba. Por esta razón, el CPC 100 es el conjunto de pruebas ideal para la operación y el mantenimiento. CPC 100 es la base para varios accesorios. Estos permiten nuevas aplicaciones, como la medición del factor de potencia/disipación, así como la medición de la impedancia de línea y tierra.[28]

Características:

- Medidor de resistencia a tierra [29].
- Mico- ohmímetro [29].
- Comprobador de bobinas Rogowski y otros TC/TT no convencionales [29].
- Medidor de resistencia del devanado [29].
- Comprobador de relés y protección (monofásico V, A, F) [29].
- Multímetro (V, I, R, Z...) [29].
- Transformador elevador [29].
- Medidor de impedancia completa (carga, cables, líneas y transformadores)[29].
- Sistema de verificación de grupo vectorial para transformadores de potencia [29].
- Equipo de medición de factor de potencia / dispersión [29].
- Comprobador de probabilidad[29].

20. Acciones De Mejora En La Toma De Medida

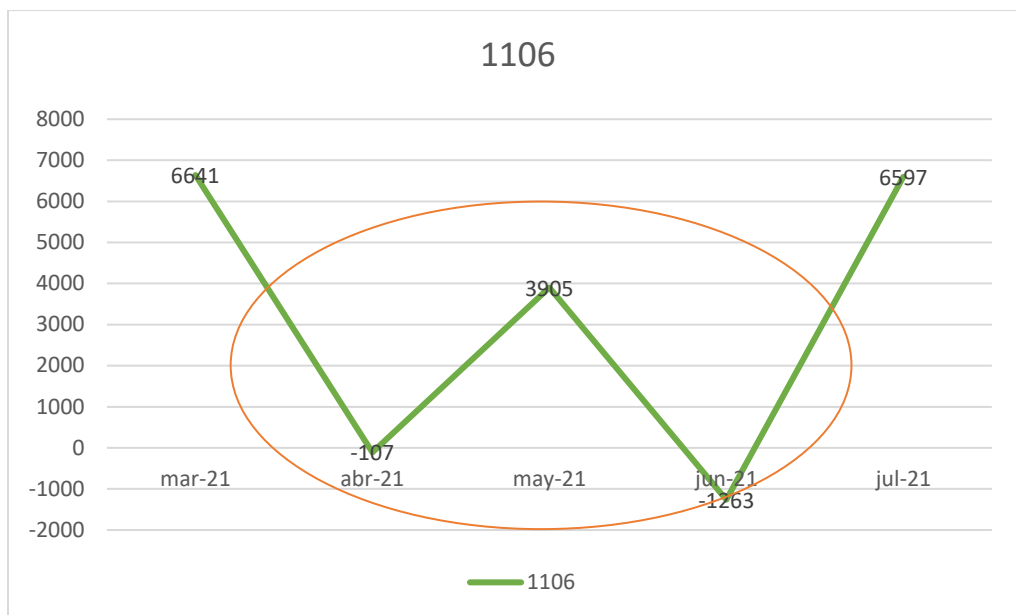


FIGURA 48 Pérdidas circuito 1106.

En la revisión máxima de los medidores de energía de cada uno de los usuarios se logra identificar que se encuentra medidores bidireccionales por el funcionamiento de paneles solares, por lo cual esto afecta directamente el método de estimación de pérdidas de energía, en la figura 46 se puede observar la el comportamiento de las pérdidas de energía que tiene este circuito 1106 donde en el mes de abril y junio tuvieron índices negativos esto está asociado a la toma de medida errónea ya que no se toma en cuenta la energía que esta está inyectando a la red por la instalación de estos paneles solares.

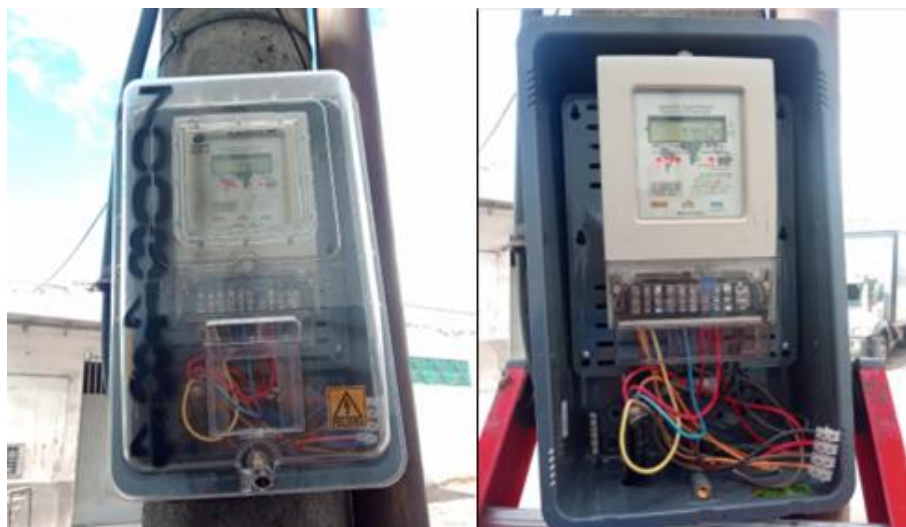


FIGURA 49 Medidor unidireccional circuito 1106 transformador.

En el circuito 1106 se encuentra instalado medidor unidireccional que no toma en cuenta la energía que se está inyectado a la red, esto conlleva a tener datos erróneos en la estimación de las pérdidas de energía.

20.1 Telemedida

El sistema de telemedida su principal objetivo es recopilar la información de una forma remota y transferir los datos a un concentrador donde se almacena y se analiza la información.

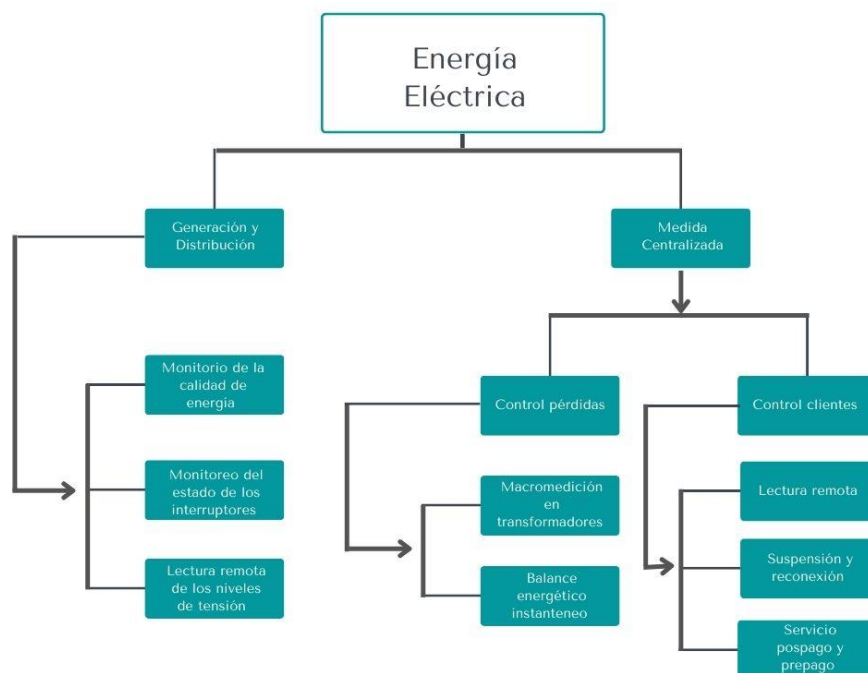


FIGURA 50 Telemedida.

La medición centraliza permitirá que a la electrificadora de Santander tener un control de las pérdidas de energía que se puedan presentar y a su vez dar un mejoramiento al método de estimación de las pérdidas de energía eléctrica que se utiliza actualmente. Los beneficios económicos en la operación y dar un mejor servicio a sus clientes o usuarios. Ayudará a tener una medición personalizada y remota.

20.2 Medidores inteligentes.



FIGURA 51 Medidor inteligente: fotografía © comisión federal de electricidad[30].

Es necesario implementar nuevas tecnologías en la toma de medida, con la implementación de medidores inteligentes y a su vez teledistribución facilitará la toma de acciones para el control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica con esto se puede lograr:

- ✓ Identificación de problemas y averías en el circuito.
- ✓ Se tiene un servicio más eficiente.
- ✓ Ofrece lecturas reales y detalladas.
- ✓ Entre otras

20.3 Medidores cuatro cuadrantes

Los medidores cuatro cuadrantes tiene la capacidad de medir la energía suministrada al sistema como la inyectada a la red, y se determina con eficiencia y confiabilidad los flujos de la instalación de energía reactiva (VAR) y activa (W)[31].

Esta clase de medidores están constituidos por:

Cuadrante 1 (Q1): la energía reactiva y activa fluyen positivamente, la carga que se le suministra al consumidor (importada desde la red)[31].

Cuadrante 2 (Q2): la energía reactiva es positiva (+) y la energía activa es negativa (-) más conocida como flujo inverso o de exportación (usuarios con autogeneración) [31] .

Cuadrante 3 (Q3): la energía reactiva y activa fluyen negativamente (-). Es una condición de exportación de energía hacia la red, y normalmente se presenta en sistemas de generación con grandes capacidades [31].

Cuadrante 4 (Q4): la energía activa fluye positivamente (+) y la energía reactiva negativamente (-). Es una condición normal de la importación que el cliente inyecta hacia la red energía reactiva como es caso de los clientes que ha instalado equipos de compensación capacitiva, estos usuarios son de tipo industrial [31].



FIGURA 52 Medidor Inhemeter iT30(DTZ1513) , medición semi directa [32]

Con esta clase de medidores se tiene gran variedad de ventajas desde nivel tecnológico como a su vez de seguridad y confiabilidad del servicio entre las cuales se tiene:

- Son totalmente electrónicos.
- Pantalla fácil manipulación.
- Recuperación de la información a través de un puesto óptimo.
- Función para servicio prepago.
- Detección de manipulación.
- Entre otras.

21. Acciones De Mejora En La Red

Las pérdidas de no técnicas son en su mayoría las más difíciles de controlar y se pueden obtener resultados a corto tiempo. En los circuitos de estudio se les realizó unas acciones de inspección donde se encontró servicio directo desde la red, la red está conformada por un cable de aluminio Trenzado Aislado, este cable es diseñado para prevenir estas defraudaciones, pero se puede evidenciar que no son suficientes para evitar estas afectaciones. Asimismo, se encontró red de línea abierta instalada hace varios años, estas redes son más fáciles de ser manipuladas y por consiguiente las pérdidas pueden tener un aumento considerable.

Es necesario realizar un plan de mejora en la red de distribución de baja tensión ya que las redes que se encuentran actualmente no tienen una confiabilidad aceptable.



FIGURA 53 Cables de aluminio pre ensamblado AAC[33]

En la actualidad se utiliza cable de aluminio pre ensamblado como se muestra en la **figura 53**, esta lleva alrededor de varios años de uso en la electrificación de Santander, estas tienen unos ventajas para evitar la defraudación de fluido eléctrico, pero en los últimos tiempos se ha observado la conexión de servicios de directos por medio de tornillos y demás objetos que dañan el aislamiento de los conductores.



FIGURA 54 Red de línea abierta.

Las redes de bajas tensión o redes de distribución secundarias como se muestra en la **figura 54** muestra una red de línea abierta en la cual se puede presentar perdidas de energía como técnicas y no técnicas, es necesario implementar acciones de actualización de las redes de distribución ya que estas fueron construidas ya hace varios años. En la actualidad se cuenta con nuevas alternativas para el mejoramiento de las pérdidas de energía en los coconductores, como el caso de la red telescópica y entre otras.

21.1 Acometida tipo trébol

Unas de las alterativas es el cambio de la configuración del tipo de la red, en la actualidad se encuentran nuevas alternativas entre las cuales se pueden tener:



FIGURA 55 Acometida tipo trébol [34]

Este cable de acometida tipo trébol, está compuesto de conductores de cobre suave por aisladores con cubierta de polietileno y una chaqueta protectora de policloruro de vinilo. Este

certificado por las normas NTC 1099-1, NTC 307 entre otras. Los conductores se identifican por fase por los colores amarillo, azul y rojo y el conductor de neutro de color blanco[34].

22. Factor de potencia

El factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa (kW) utilizada en el sistema y la potencia aparente (kVA) obtenida de la línea eléctrica. Los dispositivos electrónicos que consisten en bobinas o bobinas, como motores y transformadores, necesitan las llamadas corrientes reactivas para establecer los campos magnéticos necesarios para su funcionamiento. La corriente reactiva crea una brecha entre la onda de voltaje y la onda de corriente, si no existe corriente reactiva, el voltaje y el amperaje estarán en fase y el factor de potencia es uniforme. La diferencia de fase entre la onda de tensión y la onda de corriente, generada por la corriente reactiva, se anula cuando se utiliza un condensador, lo que hace que el funcionamiento del sistema sea más eficiente y, por tanto, se requiera menos corriente que, técnicamente llamado corriente de compensación [35].

Con la implementación del **equipo universal de pruebas**, se puede realizar unas pruebas y estimación del factor de potencia de la red de baja tensión, con se puede establecer o buscar posibles alterativas que ayuden al mejoramiento. El bajo factor de potencia es costoso e ineficiente. Los servicios públicos cobrarán extra si su factor de potencia es inferior a 0,95. Un factor de potencia bajo afecta directamente la capacidad de distribución de los sistemas de energía de las empresas de energía porque aumenta la corriente y disminuye el voltaje.

22.1 Mejoras factor de potencia

- **Medidores 4 cuadrantes**



FIGURA 56 Kamstrup: Medidor de energía trifásico de 4 cuadrantes, medición directa [36]

En la utilización de medidores 4 cuadrantes podemos calcular potencia reactiva de los usuarios que tenga un gran consumo, esto se poder determinar si es necesario realizar acciones para el mejoramiento del factor de potencia. O su vez determinar si es necesario cobrar un excedente a la facturación.

- **Sistema de monitoreo de calidad de la energía**

Con un analizador de calidad de la energía se pueden obtener unas medidas que tendrán una gran variedad de beneficios, tanto en las plantas industriales o usuarios residenciales. Esta clase de sistema o herramienta permitirá de identificar problemas relacionados con la calidad y eficiencia.

Las principales características que relaciona son:

- Volteje
- Corriente
- Factor de potencia
- Potencias P, Q, S
- P activa
- P reactiva
- Flickr
- Entro otros.

Los sistemas están equipados con un sistema de telemedida que ayudara al envío de la información de manera remotamente al equipo de las empresa o servidor; donde se tendrá instalado los diferentes programas que ayudaran al procesamiento de datos.



FIGURA 57 Medidor de energía y calidad eléctrica [37].

Las aplicaciones de este tipo de medidor de energía y calidad de la energía están; monitoreo de la red, gestión de activos, asignación de costos y medición de sobras.

- **Efactor del bajo factor de potencia**

Bajo factor de potencia significa mayor corriente aparente y por ende mayor pérdida de potencia en el sistema, es decir, muestra baja eficiencia eléctrica, siempre costosa, por el menor consumo de potencia activa de los productos $V \cdot I$ [35].

El factor de potencia bajo aumenta el costo de entregar potencia activa a la empresa de servicios públicos, ya que se debe pasar más corriente, y este costo más alto se carga directamente al consumidor industrial a través de las disposiciones del factor de potencia está incluido en la tarifa[35].

El bajo factor de potencia también hace que los generadores, transformadores y líneas de distribución en la misma instalación industrial experimenten sobrecargas, y caídas de voltaje y pérdidas de potencia más de lo normal. Todos estos representan un desgaste de en equipos industriales [35].

- **Ventajas de un buen factor de potencia**

Menores costos de energía eléctrica. Al mejorar el factor de potencia, no tiene que pagar la penalización de mantener un factor de potencia bajo[35].

Aumentar la capacidad del sistema. La mejora del factor de potencia reduce la cantidad inicial de corriente reactiva que pasa a través de los transformadores, líneas eléctricas, interruptores y conductores[35].

Mejora de la calidad del voltaje. Un bajo factor de potencia puede reducir la tensión de la instalación, cuando se extrae corriente reactiva de las líneas eléctricas. A medida que el factor de potencia disminuye, la corriente total de la línea aumenta debido a que fluye una corriente reactiva más grande, lo que provoca una mayor caída de voltaje en la resistencia de la línea, que a su vez aumenta con la temperatura[35].

Tipos de compensación:

Se puede compensar las inductividades con conexiones en paralelo de capacitancias, esto es más conocido como compensación en paralelo. Esta forma de compensación es la más utilizada.

Se pueden tener tres tipos de compensación en paralelo:

- Corrección del factor de potencia individual: este tipo de compensación se le establece a cada consumidor inductivo el condensador necesario. Se emplea para consumidores de grandes trabajos continuo[35].

- Corrección del factor de potencia por grupos: está conformado por diversos consumidores de igual potencia e igual tiempo de trabajo y se compensa por medio de un condensador común[35].
- Corrección del factor de potencia central: el consumo de potencia reactiva de varios consumidores a diferentes horas de trabajo es compensado a través de un banco compensadores[35].

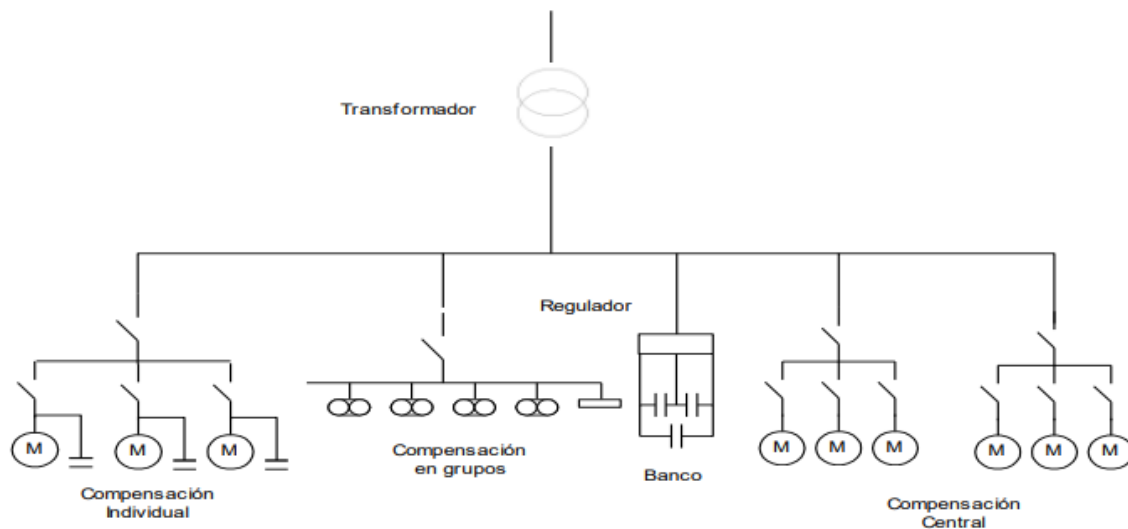


FIGURA 58 Tipos de compensación [35]



FIGURA 59 Estático VAR generador [38]

El principio básico de un generador de energía reactiva (EPS) estático es conectar el circuito inversor de puente trifásico directamente a la red eléctrica a través de un reactor y ajustar correctamente la fase y la amplitud del voltaje de salida en el lado de CA del circuito de puente. O

controlar directamente el lado de CA. Debido a la corriente, el circuito puede generar corriente reactiva que cumpla con los requisitos para lograr los objetivos de compensación de VAR estáticos del sistema. Seguimiento en tiempo real de los cambios en la potencia estática del sistema, compensación lineal para garantizar que el factor de potencia del sistema se mantenga siempre en 0,99, alta sensibilidad bidireccional y cobertura de potencia reactiva capacitiva para cambios de potencia, potencia estática del sistema, corrección del sistema de no causar el problema. Salida de compensación activa para evitar problemas como resonancia, ganancia armónica y eficiencia de compensación de bajo voltaje comunes a los dispositivos compensadores VAR estáticos tradicionales. Cuenta con un diseño modular, fácil expansión y mantenimiento, cableado conveniente, configuración flexible e instalación conveniente. Admitimos el montaje en pared y en bastidor que se puede personalizar para satisfacer las necesidades de diferentes sitios [38].

23. Precios De Acciones

Tabla 14 RELACIÓN DE PRECIOS DE ACCIONES DE MEJORA.

Costos de acciones de mejora			
Medidores Cuatro Cuadrantes		UNIDAD	VALOR UNIDAD
1	HEXING HXE34K CT	UN	\$ 132,800.46
2	HEXING HXF300	UN	\$ 213,027.57
3	INHEMETER DTZ 1513 CT/ VT	UN	\$ 502,454.46
Medidor Inteligente			
1	Medidores inteligentes ELSEER Residencial	UN	\$ 617,131.57
2	Medidores inteligentes ELSEER Industrial	UN	\$ 2,343,537.60
Acometida Tipo Trébol			
1	Cable Acometida Tipo trébol cobre	UN	\$ 97,608.34
2	Cable Acometida Tipo trébol Aluminio	UN	\$ 14,959.58
Equipo Universal De Pruebas			
1	OMICRON CPC 100	UN	\$ 15,565,823.61
Compensador Estático De Potencia Reactiva			
1	Estático Var generador	UN	\$ 8,202,381.60
Medidor de energía y calidad eléctrica			
1	Medidores de energía eléctrica METSEION92040	UN	\$ 10,092,323.19
Telemedida			
1	Antena Sectorial Mikrotik Rb921gs-5hpacd-19s Mantbox 19 Dbi	UN	\$ 1,017,000.00
2	Servidor Dell Power Edge T40 Intel Xeon 3.5 Ghz 16g 1tb	UN	\$ 3,509,900.00

En la **tabla 14** se relaciona unos precios de los medidores 4 cuadrantes, medidores inteligentes, acometida tipo trébol y equipo universal de pruebas, entre otros. Esto servirá para dar una relación de precios que están actualmente en mercado.

X. PLAN CON ACCIONES PARA LA ESTIMACIÓN Y DE REDUCCIÓN O RECUPERACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

24. Planteamiento Red De Baja Tensión Especial

Con base la información recopilada en el capítulo anterior es necesario el cambio de red de baja tensión para tener un control y reducción eficiente de las pérdidas de energía eléctrica. Por la cual se dará un plan de actualización de la red de baja tensión.

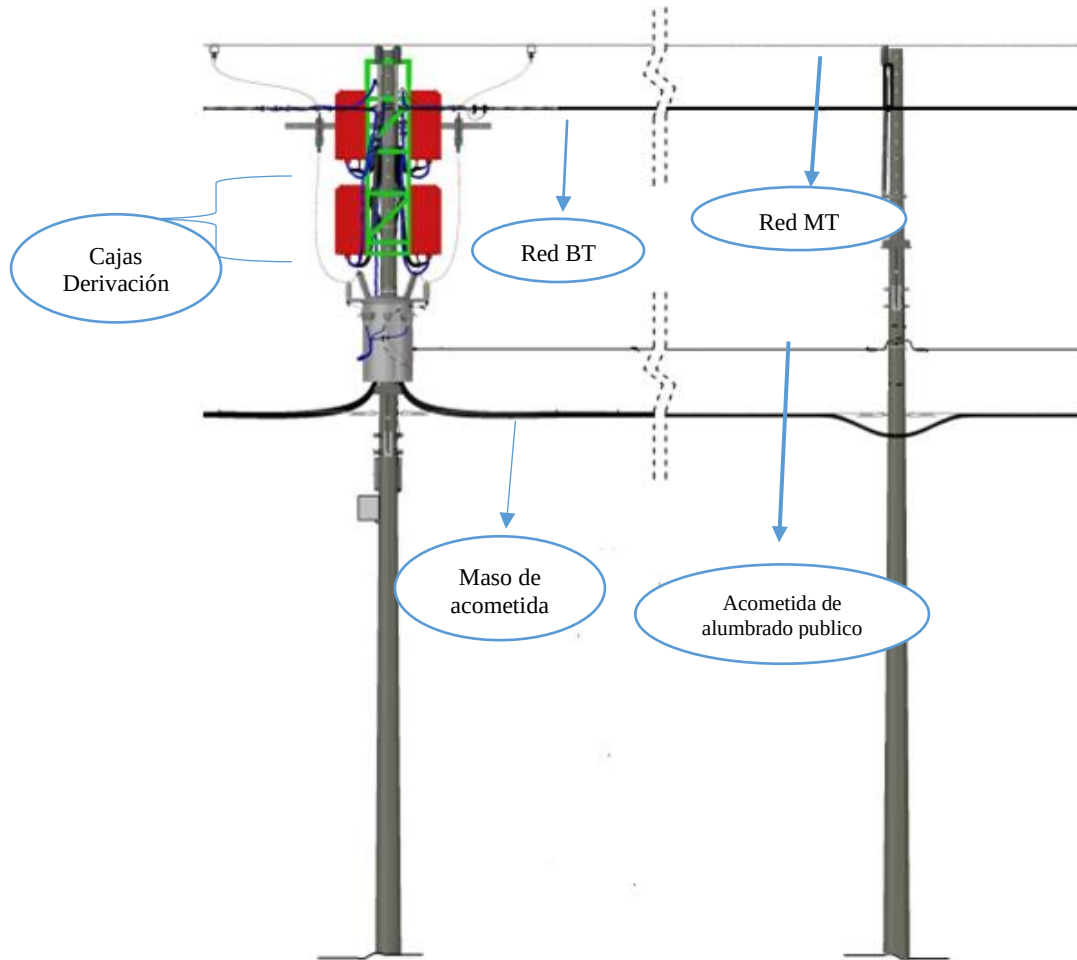


FIGURA 60 Configuración especial [39]

24.1 Conductores de línea BT

Los conductores que se van a emplear en esta son de cable preensamblado de aluminio trenzada. Estos conductores se encuentran instalados en algunos de los circuitos por lo cual se pueden reutilizar, son contruidos por conductores de fase de aluminio (AAC), mientras que el neutro será de aleación de aluminio (AAAC)[40].

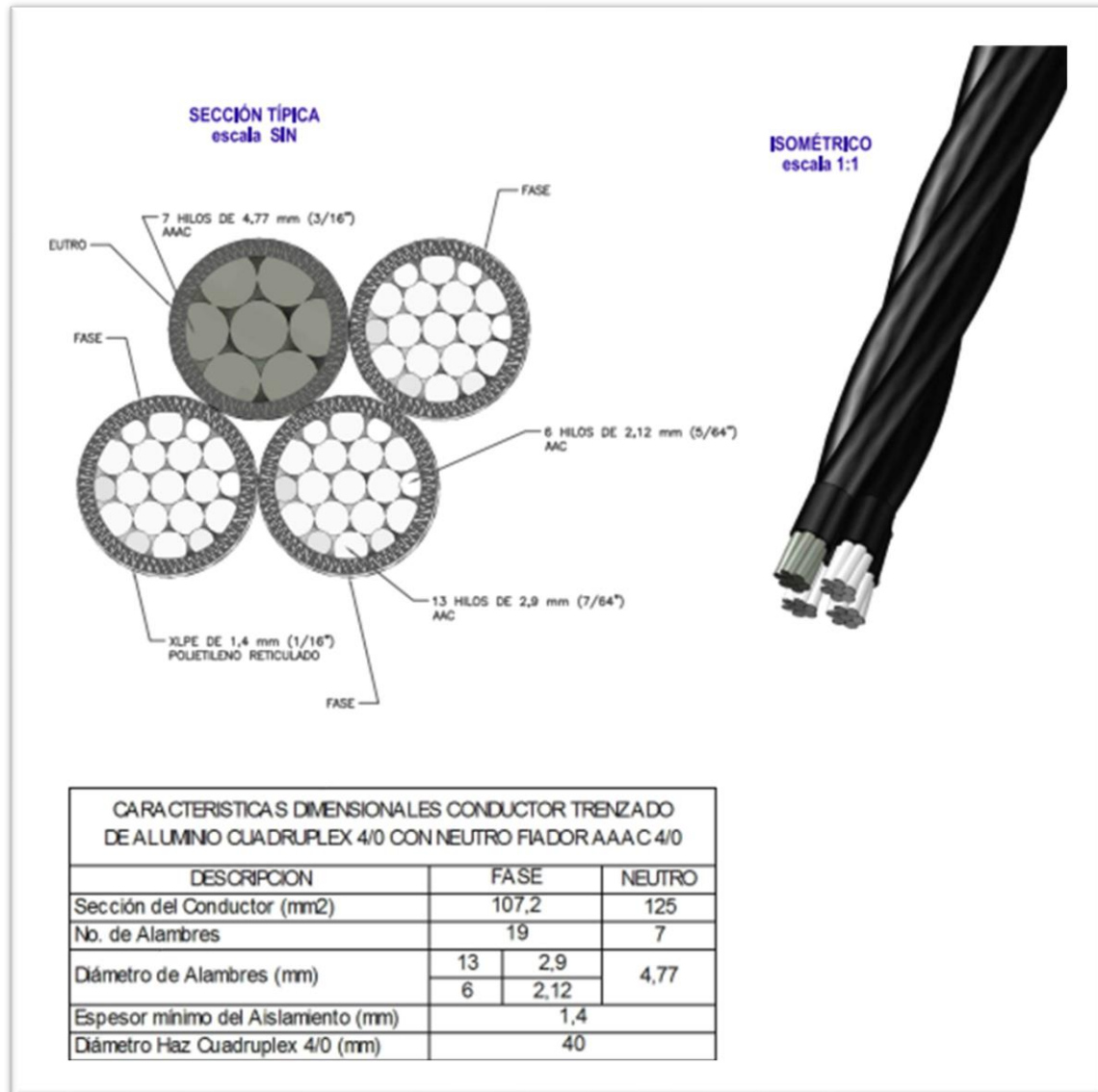


FIGURA 61 Conductor trenzado de aluminio “CUÁDRUPLEX” 4/0 Neutro fiador AAAC 4/0 [41].

Tabla 15 RELACIÓN DE CONDUCTORES MULTIPLEX PARA ADQUISICIÓN POR GRUPO EPM [40].

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
213486	CABLE AAC 2X4 AWG + ACSR 1x4 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
213487	CABLE AAC 2X1/0 AWG + ACSR 1X2 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
213488	CABLE AAC 3X4 AWG + AAC 4AWG CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213489	CABLE AAC 3X2 AWG + AAC 2 AWG CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213490	CABLE AAC 3X1/0 AWG + AAC 1/0 AWG CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213491	CABLE AAC 3X1/0 AWG + ACSR 1/0 AWG CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213492	CABLE AAC 3X4/0 AWG + ACSR 2/0 AWG CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO

En la **tabla 15** se encuentran las especificaciones de los conductores empleados por el grupo EMP, en el [Anexo6](#) se encuentran otros.

Norma: Los materiales y equipos será suministrados de acuerdo a los estándares establecidos, según diseño del fabricante, pudiendo utilizar otros estándares reconocidos internacionalmente equivalentes o superior a los señalados, siempre que se demuestre lo requerido en esta especificación, son opcionales para las empresas del grupo EPM aceptar o rechazar es estándar presentado por el contratista para su inspección[40].

Tabla 16 NORMAS APLICABLES [40].

NORMA	DESCRIPCIÓN
NTC 5346 (S-76-474)	Ensamblajes de cable de potencia soportados con neutro, con aislamiento extruido resistente a la intemperie, para 600 V.
NTC 360	Alambres de aluminio 1350 H-19 de sección circular para usos eléctricos. (ASTM B 230/B 230M).
NTC 308	Conductores de aluminio cableado Clases A, B, C ó D (ASTM B231).
NTC 309	Conductores de aluminio cableado concéntrico con núcleo de acero recubierto (ACSR) (ASTM B232).
NTC 1743	Alambrón de aluminio 1350 grado eléctrico (ASTM B233).
NTC 2729	Alambre de aleación de aluminio 6201-T81 para propósitos eléctricos (ASTM B398).
NTC 4334	Conductores de aluminio 1350 redondos cableado compacto (ASTM B400).
NTC 1760	Aluminio 1350 grado eléctrico, suave y temple intermedios (ASTM B609).
NTC 3277	Cables y alambres con aislamiento termofijo

24.2 Estructura

La estructura va tener un conjunto de dispositivos y accesorios (soportes, flejes, etc.) que tiene la función de transmitir la fuerza del conductor a los pilares. Por otro lado, determina la posición en espacio de los conductores o lo que llamaremos la configuración de la estructura.

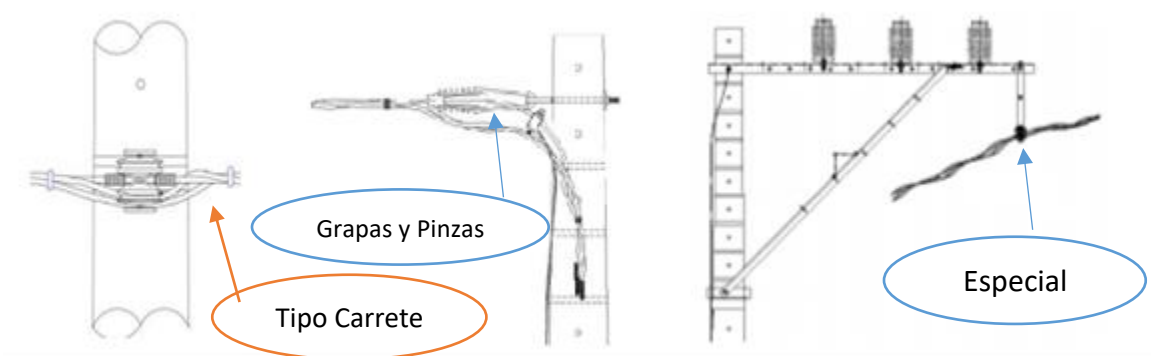


FIGURA 62 Configuraciones de redes BT [39].

Las configuraciones que se pueden utilizar o posibles se muestran en la **figura 62**, donde en un primer lugar se tiene la configuración con Aislador de tipo Carrete donde estos conductores se instalan directamente sobre el poste, donde el neutro se fija mediante un aislador tipo carrete con unas percha o horquilla. Otra posible configuración es la de Grapas y Pinzas para fijar el conductor se utiliza pinzas de amarre o grapas de suspensión y utiliza neutro para fiador. Por último, tenemos la configuración tipo especial donde los conductores de BT se instalan en el extremo de la cruzera de MT en configuración de Bandera. Se utiliza un soporte de conductores de tipo herraje en forma de U que permite separar la red de BT y MT [39].

24.3Caja Concéntricas

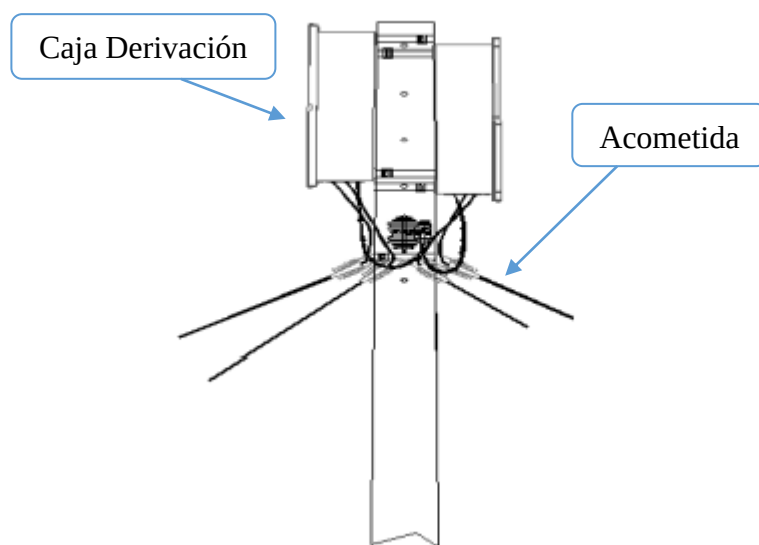


FIGURA 63 Caja de derivación instalada sobre poste [39].

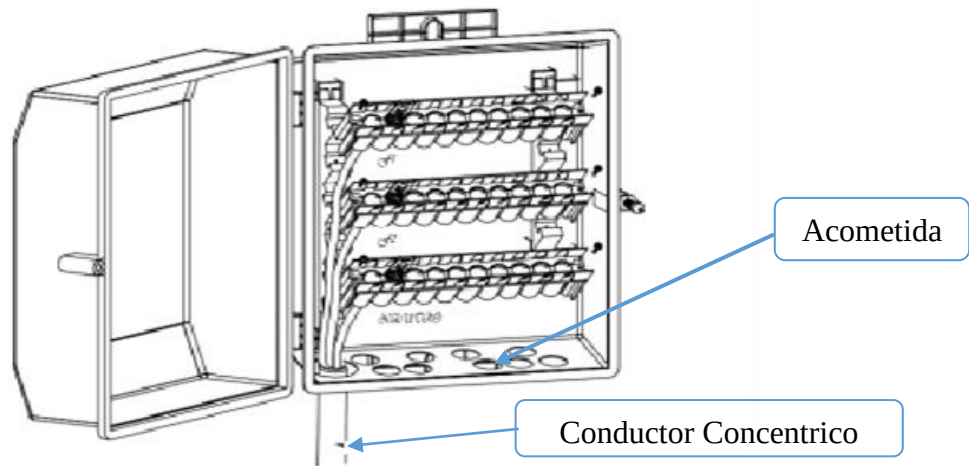


FIGURA 64 Caja de derivación [39].

Estas cajas de derivación son diseñadas y construidas con materiales resistentes a los cambios climáticos extremos. Estas cajas tienen diferentes opciones de configuración, entre las cuales se encuentran; la caja derivación Monofásica tiene una capacidad hasta de 9 puestos, la caja de derivación trifásica con capacidad de 4 puestos. Esta caja concentrará los medidores de cada usuario. El gran beneficio de este sistema es la manipulación de los medidores [39].

24.4 Acometidas

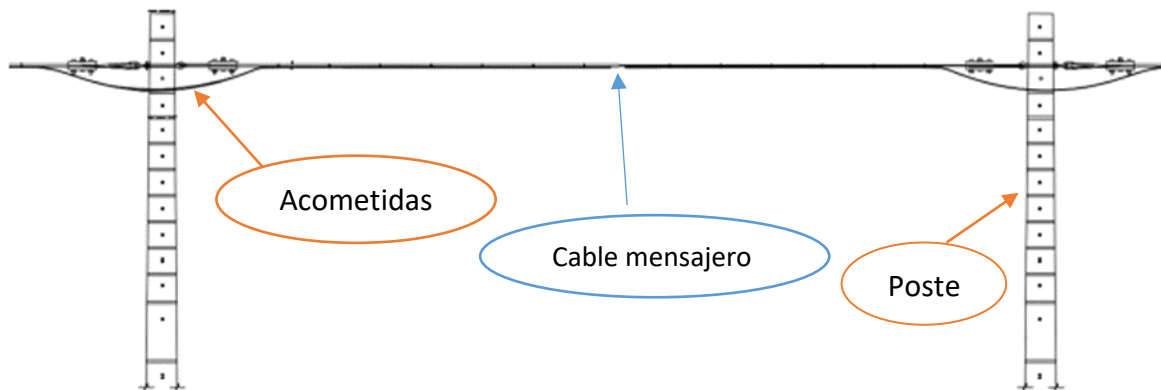


FIGURA 65 Estructura acometida vista [39]

La instalación de cable mensajero hecho de material de acero, ayudará a sujetar el maso de acometidas de los diferentes usuarios. Con esta configuración especial el maso de acometidas se encontrará en la parte más baja del sistema, con esto se evitará la manipulación de la red de baja

tensión y se tendrá un control por medio de los usuarios que ayudaran a velar por su servicio de energía eléctrica.

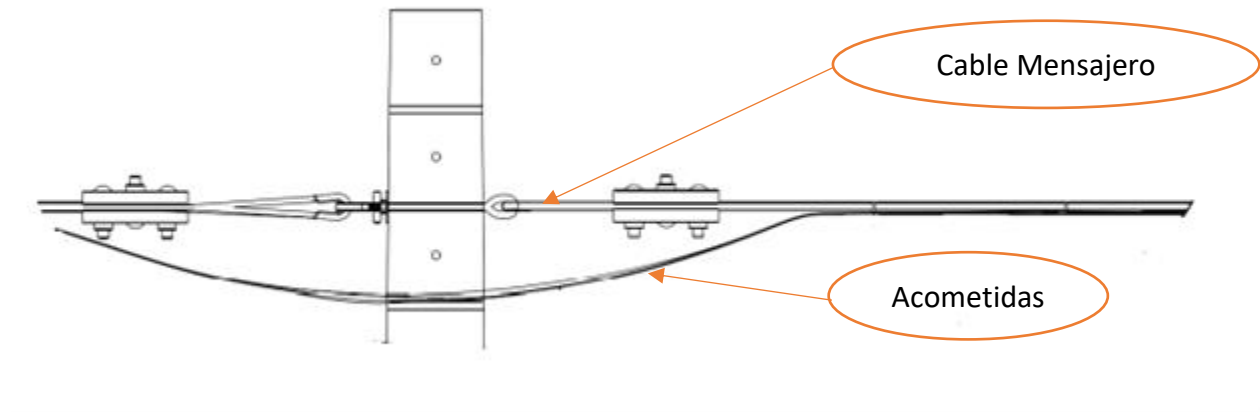


FIGURA 66 Estructura acometida [39].

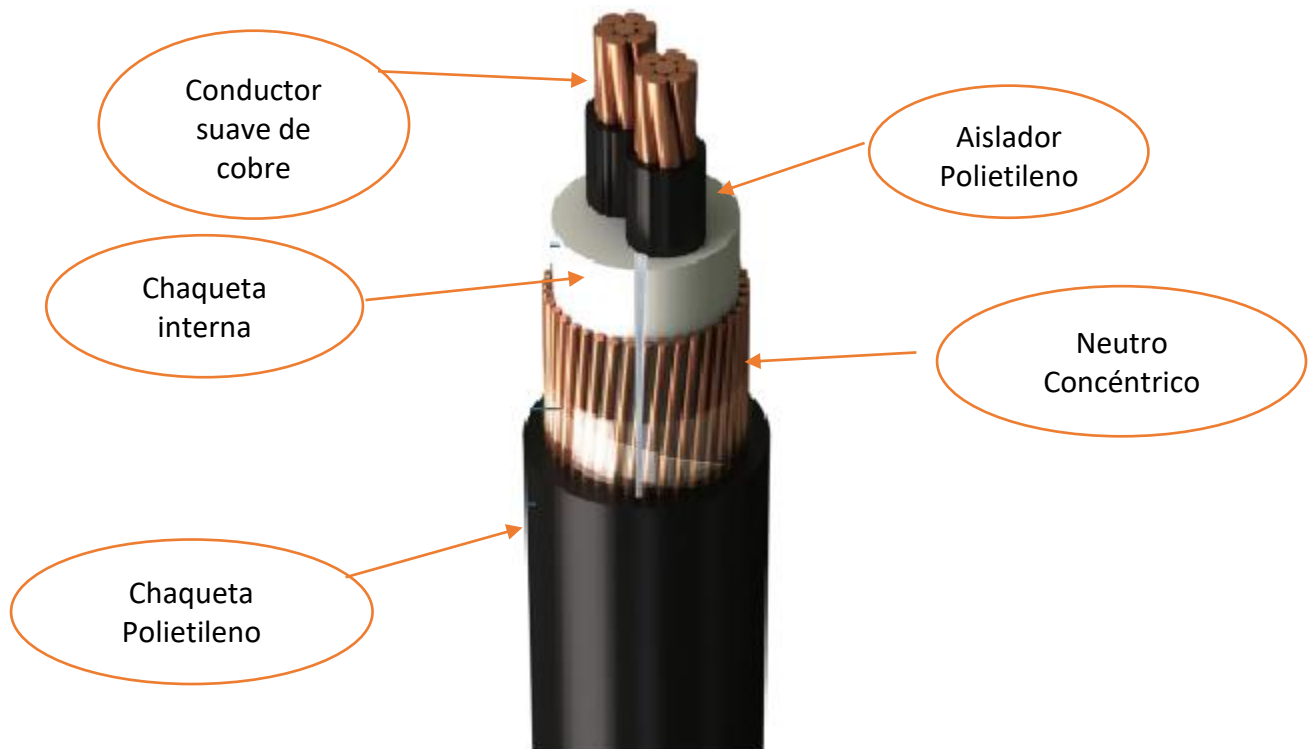


FIGURA 67 Cable concéntrico cobre 2×6+6 AWG [34].

En la **figura 67** se observa cable concéntrico de cobre usado para acometidas, este tipo de configuración permite tener un mejor control de fraude de fluido eléctrico ya que si es manipulado

de forma incorrecto se puede presentar cortos u otros eventos. Cumple con las normas estándares de NTC 4564, UL 854 y la NTC 4564 UL 854 [34].

24.5 Alumbrado Publico



FIGURA 68 Conexión alumbrado público [39]



FIGURA 69 Detalle conexión alumbrado público[39].

Se tendrá una medida diferencial para el sistema de alumbrado público donde podrá contar con una medida más exacta.

24.6 Medidores Bicuerpos

El medidor de dos cuerpos en la cual su principal objetivo es asegurar la medida, este equipo obstaculiza el acceso al medidor principal donde se localiza los dispositivos de medición; pero se le facilita al usuario la visualización de la medida por medio del Display.



FIGURA 70 Medidor de teclado de tipo dividido prepago monofásico inteligente[42].

Este medidor de teclado prepago de tipo electrónico activo monofásico, mide la energía activa total. Tiene certificación STS y cumple con IEC62052, IEC62053, IEC62056. La unidad de medición y control se puede instalar en la cascada del medidor para evitar la operación no autorizada. Se instala una unidad de interfaz en el hogar del cliente para su carga y monitoreo[42].

Acciones tipo acometida y servicio de alumbrado publico

Características:

- Modo prepago y pospago fácil de instalación y configuración.
- Energía inversa medida en adelante
- Configuración fácil kWh
- Configuración de pantalla LCD suministra elementos
- Programación de lectura por puerto optimo y pin de 8
- Comunicación OFDM G3 ultrarrápidas entre MCU Y CIU
- El tiempo real mide voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa. Etc.
- Registro de eventos con sello de tiempo
- Integración avanzada AMI/ AMR [42]

25 Telemedida

La mayoría de la medición actual en las fronteras comerciales en donde se transfiere grandes cantidades de energía eléctrica han tendido un avance tecnológico con el fin de tener una medición remota, con la finalidad de lograr y procesar en tiempo real y con una alta presión de los datos suministrados.

La valiosa ventaja que presenta la medición remota en el sistema de distribución se puede lograr un cambio significativo en el control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica que se puedan presentar, la medida centralizada es utilizada por otros países del mundo. La información es trasladada a una base de datos central con el fin de dar una facturación oportuna y con información confiable para los usuarios, esto también ayudara a dar soluciones y análisis del sistema de distribución de baja tensión[43].

Esta tecnología ayudara la empresa a reducir costos en la toma de medida, no se necesita personal que se traslade al sitio donde se encuentra los medidores para la toma de medida de energía eléctrica.

Con la medida centralizada está conformado por diferentes avances tecnológicos de la recopilación de la información y de almacenamiento, este sistema se encontrará en las empresas distribuidores de energía eléctrica OR para su control y monitoreo.

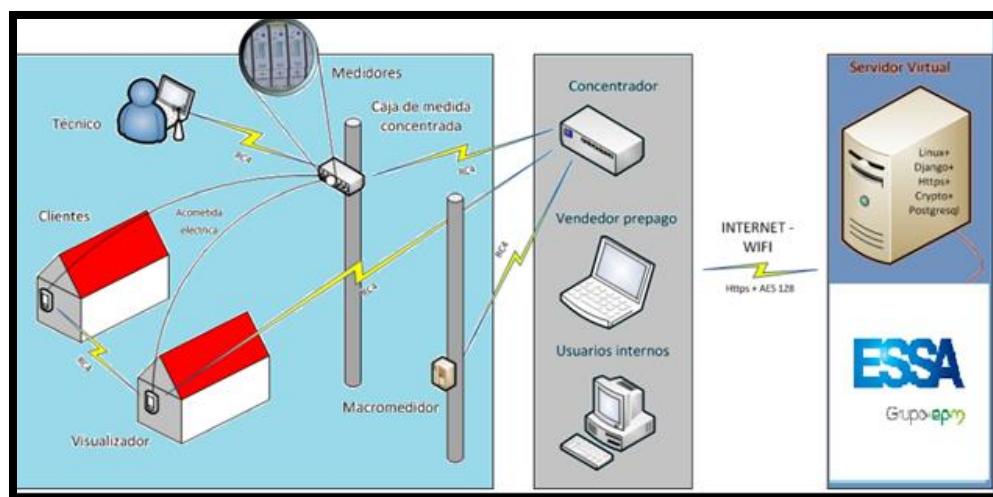


FIGURA 71 Sistema de telemedida

El sistema está integrado por cajas medida centraliza, integrar por medidores electrónicos individuales y equipo de comunicaciones, estas cuentan con comunicación remota como se puede visualizar en la **figura 71**.

25.1 Descripción general

El sistema está compuesto por unidades en la cual se encuentra una central datos o de gestión que se encargara del monitoreo y control del sistema, este tomara decisiones relacionadas al funcionamiento correcto y su vez de gestión comercial. Está conformado por un marternodo inteligente que será el responsable de medir, controlar, pausar y reconectar el consumo de la energía eléctrica de forma individual y administrar los subnodos que miden, controlan, pausan y reconectan el consumo de energía total de cada usuario[43];

- Usuarios estarán conectados en una subcapa que contiene, medidores y componentes electrónicos conectados por cable de comunicaciones [43].
- Los registros de consumo de energía eléctrica se almacenan en el cuadro secundario y se envía al cuadro principal [43].
- La caja principal es la responsable de la recopilación de la información de los usuarios y enviarla al centro de control [43].
- La central de datos o de gestión es la encargada de monitoreo de los usuarios [43].

Este sistema dominio integrado se compone principalmente de regletas inteligentes, que se disponen en los lugares donde se concentra las líneas eléctricas o se conectan a las acometidas de cada usuario. La porta borneras se encuentra conectadas entre sí a través de redes de comunicación y de datos. Son módulos inteligentes y de configuración que almacenan información de consumo de energía eléctrica para consumidores monofásicos bifásicos y/ trifásicos [43].

El sistema integra elementos tecnológicos que realizan ciertas funciones. El dispositivo medición le permite registrar la energía suministrada al sistema de distribución por cada una de las fases proporcionada por el transformador. Las principales unidades son encargadas de la administración de la comunicación con las demás unidades que componen al sistema, y además están dotadas de elementos para el registro del consumo de energía activa y para la suspensión y reinicio del suministro de energía desde el mando a distancia remota [43].

25.2 Componentes del sistema

- Concentrador primario: Dispositivos conectados al centro Manager, su principal característica es disponer de un modem móvil o telefónico [43].
- Concentrador secundario: El hardware solo se concentrador principal u otro dispositivo auxiliar [43].
- Nodo: Punto de comunicación centralizado de múltiples equipos (nodo raíz) y generalmente recibe el nombre de un lugar de la instalación [43].
- Modulo: Dispositivo contiene una tarjeta de lectura electrónica [43].
- Canal: Espacio físico en el backplane donde se conectan los módulos [43].
- Tarjeta de control: la unidad central, que almacena las lecturas tomadas por los módulos, proporciona comunicación entre el centro de control y las unida, y procesa los comandos que debe ejecutar [43].
- Tarjeta de comunicación: la placa permite la comunicación de todos los módulos con el panel de control. Permite la comunicación de dispositivos con tecnología RS 485 [43].
- Modem: el dispositivo permite la comunicación entre la unidad principal y el centro de gestión, mediante comunicación móvil o telefónica estándar [43].
- Medem de radio frecuencia: el dispositivo permite establecer comunicaciones entre subcentros existentes y entre subcentros y sus equipos principales mediante tecnología de radiofrecuencia [43].
- Medidor PLC: El dispositivo permite establecer comunicación entre los concentradores secundarios existentes y entre los concentradores secundarios y su caja principal gracias a la tecnología PLC utilizando los hilos de red eléctrica como medio de comunicación [43].
- UPC: Unidad de configuración móvil. El terminal permite configuración del dispositivo y realizar diferentes tipos de lecturas; se utiliza directamente en el concentrador secundario [43].



FIGURA 72 Medida centralizada beneficios

En la **figura 72** se da unos beneficios que se pueden obtener si se implementa la telemedida.

26 Impacto del proyecto

El presente trabajo ayudara a dar a conocer las problemáticas que tienen las empresas de distribuidoras de energía eléctrica sobre el tema de las pérdidas de energía eléctrica. Con lo anterior se espera generar un impacto positivo de mediano a largo plazo en la empresa electrificadora de Santander, dado al uso de esta acciones o herramienta eficaz para facilitar la toma de decisiones frente a las fallas presentadas y causantes del incremento de pérdidas de energía en los sectores urbanos de Bucaramanga.

Con las diferentes acciones presentadas anterior mente se pueden tener unos beneficios entre las cuales podemos tener:

- Disminuir los costos de compra de energía.
- Control de las pérdidas de energía
- Satisfacción de los usuarios
- Disminuir costos de operación
- Penalidad inmediata
- Entre otros.

XI. CONCLUSIONES

- Le telemida resulta ser muy efectiva ya que se integra tecnología que ayuda a reducir y controlar las pérdidas de energía eléctrica como técnicas y no técnicas en los circuitos de distribución de baja tensión. Esto permite a la electrificadora de Santander, tener un control más eficaz en la toma de medida como a su vez de acceso de la información remotamente.
- Es necesario que en la Empresa Electrificadora de Santander se desarrollen inspecciones meticulosas, ya que de una manera visual no se puede realizar un diagnóstico completo del sistema de baja tensión.
- Se dio a conocer que el método de estimación de las pérdidas de energía eléctrica que ejecuta la empresa Electrificadora de Santander, la cual se le puede realizar unas acciones de mejoramiento.
- La estimación de las pérdidas de energía eléctrica puede ser afectadas por diferentes causales, uno de ellos son los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, este puede tener una afectación a la estimación, si no se tiene medidores bidireccionales que pueden captar esta energía suministrada por este sistema.
- Se establecieron acciones de mejora para el método que ya implementaba la Electrificadora de Santander, con el fin de asociar e incluir nuevas alternativas o soluciones que se adapten y pretendan la eficacia del procedimiento.

- El manejo de un plan de acción, establecido en definitivas mejoras en el sistema de baja tensión, donde se da a conocer una configuración especial que permitirá controlar y reducir las pérdidas de energía eléctrica que se pueden encontrar en el mismo.
- Las cajas de derivación ayudarán a tener un control más eficiente en la toma de medida, ya que los medidores no podrán ser manipulado por los usuarios.

REFERENCIAS

- [1] D. J. Romero and A. Vargas, “Modelo de Incentivos para la Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en Colombia,” *Rev. la Maest. en Derecho Económico*, vol. 6, no. 6, pp. 221–257, 2010, [Online]. Available: <http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172/5702>.
- [2] H. DE ENERGÍA, “Pérdidas de electricidad como porcentaje de la oferta total de electricidad,” *HUB DE ENERGÍA*, 2020. <https://hubenergia.org/es/indicators/perdidas-de-electricidad-como-porcentaje-de-la-oferta-total-de-electricidad>.
- [3] I. P. A. M. FUENTES. and I. F. Y. O. PORRAS, “CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGIA MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE EQUIPOS BICUERPOS EN UN SECTOR SUBNORMAL DE LA REGION MAGDALENA MEDIO DE BARRANCABERMEJA, CON ANTECEDENTES DE REINCIDENCIA EN LA DEFRAUDACCION DE FLUIDOS DE ENERGIA ELECTRICA,” UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015.
- [4] A. de Bucaramanga, “ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA,” © *DESARROLLADO POR DIGITARIANOS-PVS*, 2022. <https://www.amb.gov.co/bucaramanga/>.
- [5] F. A. González Torres, ““Estudio de causas incidentes en las pérdidas no técnicas en baja tensión de una empresa distribuidora de electricidad con alta demanda,”” UNIVERIDAD CATÒLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, 2019.
- [6] K. H. V. HUANCOLLO, ““CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN DEL SECTOR MAJES SIGUAS PERTENECIENTE A LA EMPRESA SOCIEDAD ELÉCTRICA, PARA SU RECUPERACIÓN,”” UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA, 2020.
- [7] E. R. GUERRA, “METODOLOGÍA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN CON APLICACIÓN EN EL CIRCUITO INDUSTRIAL NORTE EDGAR,” CORPORACIÓN UNIVERSITARIA DE LA COSTA. CUC, 2005.
- [8] R. E. Izzaty, B. Astuti, and N. Cholimah, “Plan de mejora para la estabilización económica y técnica del contrato de recuperación de pérdidas de energía en la zona de Zipaquirá y municipios aledaños ejecutado por Inmel SAS,” Corporación Universitaria Minuto de Dios Rectoría, 2020.
- [9] J. A. F. G. JULIAN DAVID GIRALDO VEGA, “RECUPERACION DE ENERGIA EN

- EL SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICO DE MEDELLIN, SECTOR LOS FLORICULTORES,” UNIVERSIDAD PILOTO DE COLOMBIA FACULTAD, 2019.
- [10] F. Y. O. P. PAOLA ANDREA MÉNDEZ FUENTES, WILLMER RONALD MOJICA GÓMEZ, “EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGIA NO TÉCNICAS EN ESSA,” UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA FACULTAD, 2013.
- [11] Grupo Ibersogas Energía SL., “Lumina Energía,” *Grupo Ibersogas Energía SL.*, 2018. <https://luminaenergia.es/historia-la-electricidad-corriente-alterna-corriente-continua/>.
- [12] Visualled, “BREVE HISTORIA DE LA ELECTRICIDAD,” 2022. <https://visualled.com/pantallas-led-info/breve-historia-de-la-electricidad/>.
- [13] C. de R. de E. y G. CREG, “Energía Eléctrica,” *CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas*, 2022. <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/historia-en-colombia>.
- [14] ANDRES, “Elementos básicos de un sistema transmisión eléctrica,” *Electricaplicada*, 2022. <https://www.scribbr.es/detector-de-plagio/generador-apa/new/webpage/>.
- [15] D. E. González Santizo, “Ubicación de subestaciones por medio de densidades de carga,” UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA FACULTAD, 2006.
- [16] Comision de Regulacion de Energia y Gas CREG, “Resolucion CREG 097,” *Diario Oficial*. p. 135, 2008, [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dba6c9018b37ce0525785a007a709b?OpenDocument>.
- [17] Y. E. N. LOPEZ and K. D. P. LINERO, “DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA NORMALIZACIÓN DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ,” UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC, 2012.
- [18] N. TÉCNICAS, “Instalación de macromedición,” pp. 1–42, 2017.
- [19] R. D. T. RAMÍREZ, “Metodología para la Deteccion de perdidas no tecnicas en sistemas de distribucion utilizando metodos de Minería de Datos,” UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, 2014.
- [20] E. Solar, “Ley Joule,” *Solar, Energía*. <https://solar-energia.net/electricidad/leyes/ley-de-joule>.
- [21] TECSA, “EFECTO CORONA: DEFINICIÓN, CAUSAS Y PREVENCIÓN,” 2020. <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/efecto-corona-definicion-causas-y-prevencion/>.
- [22] P. M. C. N. JUAN CARLOS MALDONADO CHICA, “DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ALGORITMO DE COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE MEDICIÓN,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA, 2018.
- [23] C. Brito, C. Valeria, R. Rivera, and P. Francisco, “Metodología para determinar las perdidas no técnicas de energía en el sistema de distribucion de la empresa eléctrica regional CENTROSUR,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA, 2016.
- [24] E. DE SANTANDER, “ESSA,” *ELECTRIFICADORA DE SANTANDER*, 2022. <https://www.essa.com.co/site/informacion-corporativa/quienes-somos>.
- [25] L. Bohorquez, M. Mejia, and G. Pradilla, “Plan de Ordenamiento Territorial de Bucaramanga.” p. 296, 2013, [Online]. Available: <https://www.concejodebucaramanga.gov.co/planordenamientoterritorial/tomo2.pdf>.
- [26] EPM-UCET-NYL-GM-02, “GM-02 Guía Metodológica cálculo de pérdidas de energía

- Agosto 2019,” 2019, [Online]. Available: https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma_Tecnica_Vigente/Normas_Complementarias_Diseño/GM-02 GUIA METODOLOGICA CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA.pdf.
- [27] OMICRON, “CCP 100,” *OMICRON*, 2022. <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cpc-100/>.
- [28] E. S.A.C., “Sistema multifuncional de pruebas - CPC 100,” 2010 - 2022 *Ensys S.A.C.*, 2022. https://www.ensys.pe/productos/omicron_cpc100.html.
- [29] OMICRON L2099, “Sistema multifuncional de pruebas primarias para la puesta en servicio y el mantenimiento de subestaciones,” vol. 1, 2012.
- [30] ArquíRED, “arquíRED,” *Schneider Electric México*, 2016. <https://www.arquired.com.mx/tecnologia/los-medidores-inteligentes-alcanzaran-su-maximo-potencial-cuando-las-utilities-resuelvan-las-preocupaciones-de-los-clientes/#>.
- [31] E. de E. del Q. S. . ESP., “Energía reactiva,” *Empresa de Energía del Quindío S.A ESP.* <https://www.edeq.com.co/clientes-y-usuarios/servicio-de-energia-y-tramites/energia-reactiva#Finalmente-c-mo-se-cobra-la-energ-a-reactiva-en-exceso-434>.
- [32] L. ©2019 Inhemeter co., “Medidor trifásico CT/PT,” *Inhemeter*, 2022. <https://www.inhemeter.com/sp/ProductInfo.aspx?id=1517>.
- [33] INCABLE, “CABLES DE ALUMINIO PRE ENSAMBLADO AAC + AAAC 600V,” *INCABLE calidad y servicio*, 2022. <https://incable.com/producto?id=31>.
- [34] I. I. ELECTRICA, “CABLE CONCÉNTRICO ALUMINIO 2×6+6 AWG,” 2022. <https://ineldec.com/producto/cable-2x6-6-concentrico-awg-cu-600v-xlpe/>.
- [35] U. A. D. O. UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO, “CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y CONTROL DE LA DEMANDA,” *Guía para implementación Sist. Integr. gestión energía UPME*, p. 28, 2011, [Online]. Available: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Guia/Guia.pdf>.
- [36] F. K. G. | M. líder en componentes KNX, “KAMSTRUP: MEDIDOR DE ENERGÍA TRIFÁSICO DE 4 CUADRANTES , MEDICIÓN DIRECTA,” *Futurasmus KNX Group | Mayorista líder en componentes KNX*, 2021. https://www.futurasmus-knxgroup.es/producto.php?cod_producto=18093.
- [37] S. A. MABREX Centroamérica, “Medidor de energía y calidad eléctrica, avanzada, pantalla de 192 mm, adaptador B2B, kit de hardware,” *MABREX Centroamérica, S.A.*, 2022. .
- [38] Alibaba, “Compensador estático de potencia reactiva, generador de var estático de baja tensión statcom,” *Alibaba.com*, 2022. <https://spanish.alibaba.com/product-detail/Reactive-power-static-compensator-low-voltage-1600059309431.html>.
- [39] E. que transforma Air-e, *LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS TRENZADAS DE BAJA TENSIÓN*, vol. 2. 2020.
- [40] C. D. E. TÉCNICA, “Especificación técnica para cable multiplex,” pp. 1–17.
- [41] energia que transforma Air-e, “Conductores Trenzados de Aluminio Para Baja Tensión,” pp. 1–30, 2020, [Online]. Available: <https://www.air-e.com/DesktopModules/EasyDNNNews/DocumentDownload.ashx?portalid=1&moduleid=1276&articleid=1525&documentid=29>.
- [42] Hexcellmete, “MEDIDOR DE TECLADO PREPAGO INTELIGENTE DE FASE SIMPLE DDSY1088,” 2022. <http://es.hexcellmeter.com/smart-1p-preapid-split-type-keypad-meter-ddsy1088-p00106p1.html>.
- [43] EDISON OSPINA MATEUS and W. S. G. PÉREZ, “ESTADO DEL ARTE DE LA

MEDIDA CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE CARTAGENA,” *UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR*, CARTAGENA DE INDIAS D.T Y C, p. 98, 2011.

ANEXOS

ANEXO 1 Consumo de circuitos

Circuito	feb-22	ene-22	dic-21	nov-21	oct-21	sep-21	ago-21	jul-21	jun-21	may-21	abr-21	mar-21	feb-21	Total general
14	33680	39440	38160	37760	27600	23360	23520	22000	21200	21120	24080	24080	20960	356960
405	49440	54480	62880	57960	60360	53400	52320	51240	52200	50880	49320	53760	52440	700680
607	13920	14080	14160	14440	14760	13960	14840	14800	14320	13920	14520	14240	12880	184840
1011	22620	24000	25320	23880	18900	17700	17100	15840	15780	15660	15060	15360	13260	240480
1106	51840	45840	50160	50280	46440	46560	44400	40080	35760	39960	38640	41880	37440	569280
1391	12600	14200	14080	15240	14240	14640	14120	14520	14360	13760	15280	14160	12280	183480
1443	20160	20560	20400	21040	20640	20080	20000	20240	20000	19680	20640	19920	18640	262000
1472	11820	16740	21660	20400	16380	12780	12600	12240	12600	13200	13740	12720		189660
1540	18600	20520	26820	23400	22140	22500	23700	21840	23280	23340	23820	25200	22500	297660
4295	15060	15600	16440	16320	16620	15960	16380	16380	15720	16740	16620	15660	15420	208920
708518	22920	22500	21780	21660	20820	20820	21120	20160	21420	20220	20520	18480	19500	271920
716168	14400	15680	17120	15520	15280	15520	15360	15280	14000	14600	14320	13320	12600	193000
Total general	287060	303640	328980	317900	294180	277280	275640	264980	260280	262480	266020	269800	250640	3658880

ANEXO 2 Alumbrado Publico

CIRCUITO	Luminarias	Potencia W	Potencia kWh/mes
14			
58	1	58	20.88
101	3	303	109.08
135	9	1215	437.4
405			
80	27	2160	777.6
150	1	150	54
607			
32	8	256	92.16
49	20	980	352.8
58	2	116	41.76
70	16	1120	403.2
1011			
32	2	64	23.04
39	1	39	14.04
49	1	49	17.64
70	1	70	25.2
88	6	528	190.08

1106			
67	12	804	289.44
1391			
58	16	928	334.08
65	2	130	46.8
70	4	280	100.8
1443			
32	25	800	288
49	6	294	105.84
58.5	1	58.5	21.06
70	7	490	176.4
1472			
58.5	2	117	42.12
67	8	536	192.96
70	8	560	201.6
88	3	264	95.04
1540			
58	18	1044	375.84
80	14	1120	403.2
4295			
58	5	290	104.4
70	1	70	25.2
80	9	720	259.2
125	1	125	45
135	10	1350	486
250	1	250	90
708518			
49	2	98	35.28
58	50	2900	1044
716168			
58	10	580	208.8
67	1	67	24.12
70	16	1120	403.2
80	6	480	172.8
88	1	88	31.68
101	1	101	36.36
123	2	246	88.56
150	1	150	54
Total general	341	23168.5	8340.66

Anexo 3

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.

INFORMA A SUS USUARIOS DEL SISTEMA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DE SANTANDER, NORTE DE SANTANDER, SUR DEL CESAR, BOLIVAR Y BOYACA

ESSA se acogió a la opción tarifaria de acuerdo a lo establecido en las Resolución CREG 012 de 2020 y realiza publicación de la tarifa del mes de
FEBRERO de 2022

Teniendo en cuenta las resoluciones 119/07, 180/14, 191/14 y 015/16, 015/18, 019/18, 030/18, 158/19, 103/19, 129/19, 036/19, 199/19, 104/20 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, que permiten establecer los costos de la prestación del servicio a usuarios regulados.

TARIFAS RESIDENCIALES

ESTRATO		1		2		3		4	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh	% SUBSIDIO	TARIFA \$/kWh
ESSA	I	-60.00%	257.0417	-50.00%	321.3021	-15.00%	546.2136	-15.00%	642.6042
CLIENTE	I	-60.00%	232.4729	-50.00%	290.5911	-15.00%	494.0049	-15.00%	581.1823
COMPARTIDA	I	-60.00%	244.7573	-50.00%	305.9466	-15.00%	520.1093	-15.00%	611.8932

Nota: El subsidio es aplicado hasta el consumo de subsistencia.

TARIFAS RESIDENCIALES

TARIFAS NO RESIDENCIALES

ESTRATO		5 y 6		COMERCIAL / INDUSTRIAL		ACUEDUCTOS. ESP		OFICIAL	
PROPIEDAD ACTIVOS	NIVEL MEDIDA	% CONTRIB.	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 20%	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 10%	TARIFA \$/kWh	CONTRIB. 10%	TARIFA \$/kWh
ESSA	I	20.00%	771.1251	128.5208	771.1251	64.2604	706.8646	64.2604	642.6042
CLIENTE	I	20.00%	697.4187	118.2365	697.4187	58.1182	639.3005	58.1182	581.1823
COMPARTIDA	I	20.00%	734.2719	122.3786	734.2719	61.1893	673.0826	61.1893	611.8932
	II			105.7440	634.4638	52.8720	581.5918	52.8720	528.7198
	III			87.0567	522.3403	43.5284	478.8119	43.5284	435.2836
	IV			80.1010	480.6062	40.0505	440.5557	40.0505	400.5052

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FLJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007

Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm.) que aplica para el mes de febrero de 2022 es 7484.97 \$/factura

NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado	CUf Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	254.6062	45.1290	256.3477	65.1094	56.5402	24.4124	702.1449	642.6042	0.0000
I CLIENTE	254.6062	45.1290	190.7988	65.1094	56.5402	24.4124	636.5960	581.1823	0.0000
II	254.6062	45.1290	165.1870	65.1094	20.9555	24.4124	575.3995	528.7198	0.0000
III	254.6062	45.1290	72.6972	65.1094	15.8876	24.4124	477.8418	435.2836	0.0000
IV	254.6062	45.1290	32.4015	65.1094	10.0418	24.4124	431.7003	400.5052	0.0000
150%	254.6062	45.1290	223.5733	65.1094	56.5402	24.4124	669.3705	611.8932	0.0000

CONSUMO DE SUBSISTENCIA

Resolución UPME 0355 de 8 de Julio de 2004.

Alturas inferior a
1000 Mts

Alturas superior o
= a 1000 Mts

173 kWh

130 kWh

Grupo epro

Vigilado
Superservicios

Anexo 4 REVISIÓN



Anexo 5 REVISIÓN ACOMETIDA



Anexo 6 Relación de conductores MULTIPLEX para adquisición por grupo EPM

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
200496	CABLE AAC 1X4 AWG + AAAC 48.69 KCMIL DUPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200497	CABLE AAC 1X2 AWG + AAAC 77.4 KCMIL DUPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200498	CABLE AAC 2X4 AWG + AAAC 48.69 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200499	CABLE AAC 2X2 AWG + AAAC 77.4 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200500	CABLE AAC 2X1/0 AWG + AAAC 123.3 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200501	CABLE AAC 2X2/0 AWG + AAAC 155.4 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200502	CABLE AAC 2X4/0 AWG + AAAC 246.9 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200515	CABLE AAC 2X4 AWG + AAAC 48.69 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200516	CABLE AAC 2X2 AWG + AAAC 77.4 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200517	CABLE AAC 2X1/0 AWG + AAAC 123.3 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200518	CABLE AAC 2X2/0 AWG + AAAC 155.4 KCMIL TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200503	CABLE AAC 3X2 AWG + AAAC 77.4 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200504	CABLE AAC 3X1/0 AWG + AAAC 123.3 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200505	CABLE AAC 3X2/0 AWG + AAAC 155.4 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200506	CABLE AAC 3X4/0 AWG + AAAC 246.9 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
200507	CABLE AAC 3X2 AWG + AAAC 77.4 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200508	CABLE AAC 3X1/0 AWG + AAAC 123.3 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200509	CABLE AAC 3X2/0 AWG + AAAC 155.4 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
200510	CABLE AAC 3X4/0 AWG + AAAC 246.9 KCMIL CUADRUPLIX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO CON CHAQUETA
213719	CABLE AAC 1X6 AWG + ACSR 6 AWG DUPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213720	CABLE AAC 2X2 AWG + AAC 2 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
	CABLE AAC 2X2 AWG + AAC 4 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213721	CABLE AAC 2X4 AWG + AAC 4 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213404	CABLE AAC 2X6 AWG + AAC 6 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213407	CABLE AAC 2X1/0 AWG + AAC 1/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
	CABLE AAC 2x4/0 AWG + AAC 2/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213410	CABLE AAC 2X1/0 AWG + ACSR 1/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213413	CABLE AAC 2X4/0 AWG + ACSR 4/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
	CABLE AAC 2X4/0 AWG + ACSR 2/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO DESNUDO
213419	CABLE AAC 1X6 AWG + ACSR 6 AWG DUPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO AISLADO
213422	CABLE AAC 2X6 AWG + ACSR 6 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO AISLADO
213832	CABLE AAC 2X1/0 AWG + ACSR 1/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO AISLADO
213833	CABLE AAC 2X2/0 AWG + ACSR 2/0 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO AISLADO
213834	CABLE AAC 2X4 AWG + ACSR 1X4 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO AISLADO CON CHAQUETA
213485	CABLE AAC 2X1/0 AWG + ACSR 1X2 AWG TRIPLEX AISLADO XLPE 600V 90°C NEUTRO AISLADO CON CHAQUETA