



**Seguimiento y Control del Contrato CPN-3 RM (Control de pérdidas de energía norte) en  
la empresa Ingeomega S.A.S.**

Jorman Alexander Ramírez Soto

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesor

Jaime Alejandro Valencia Velásquez

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería  
Ingeniería Eléctrica  
Medellín, Antioquia, Colombia  
2022

Cita	Ramirez Soto [1]
<b>Referencia</b> Estilo IEEE (2020)	[1] J. A. Ramirez Soto, “Seguimiento y Control del Contrato CPN-3 RM (Control de pérdidas de energía norte) en la empresa Ingeomega S.A.S.”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.



Centro de documentación de la facultad Ingeniería CENDOI

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Jesús Francisco Vargas Bonilla.

**Jefe departamento:** Noé Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

## **Dedicatoria**

A Dios Omnipotente y Eterno, Deo Patri sit gloria, et Fílio, qui a mórtuis surréxit, ac Paráclito, in  
sæculórum sácula.

## **Agradecimientos**

Agradezco a Dios, mi Familia y a la empresa Ingeomega S.A.S.

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Medidor con línea directa.</i> .....	13
<i>Figura 2. Medidor manipulado.</i> .....	14
<i>Figura 3. Macromedidor con señales manipuladas.</i> .....	15
<i>Figura 4. Requite del Transformador 18455.</i> .....	16
<i>Figura 5. AVM trifásico.</i> .....	17
<i>Figura 6. Especificaciones del AVM.</i> .....	17
<i>Figura 7. Archivo de gestión del contrato.</i> .....	20
<i>Figura 8. Gestión 2022.</i> .....	21
<i>Figura 9. Estado general de la gestión social.</i> .....	23
<i>Figura 10. Instalaciones legalizadas y pendientes por legalizar.</i> .....	23
<i>Figura 11. Estado general de las revisiones.</i> .....	24
<i>Figura 12. Estado de las instalaciones legalizadas con anomalías.</i> .....	25
<i>Figura 13. Estado general y energía a recuperar de las asocias de alumbrado público.</i> .....	26
<i>Figura 14. Estado de las asocias de alumbrado público.</i> .....	26
<i>Figura 15. Asocias de instalaciones ejecutadas.</i> .....	27
<i>Figura 16. Estado general y energía a recuperar de las asocias de instalaciones.</i> .....	28
<i>Figura 17. Estado de las asocias de instalaciones.</i> .....	28
<i>Figura 18. Energía por recuperar de las otras gestiones.</i> .....	29
<i>Figura 19. Estado de otras gestiones.</i> .....	30
<i>Figura 20. Instalaciones pendientes por cambio de tarifa.</i> .....	31
<i>Figura 21. Instalación que requiere cambio de tarifa.</i> .....	31
<i>Figura 22. Trabajo de redes por ítem para el transformador 29301.</i> .....	33
<i>Figura 23. Gestión sostenibilidad primer trimestre del 2022.</i> .....	37
<i>Figura 24. Gestión sostenibilidad segundo trimestre del 2022.</i> .....	38

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Solicitudes para excluir Transformadores de sostenibilidad. ....</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 2. Volumen de pérdidas no técnicas de energía en el mundo. ....</i>	<i>40</i>

## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>EPM</b>	Empresas Públicas de Medellín.
<b>RETIE</b>	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
<b>ESL</b>	Energía sin legalizar.
<b>LD</b>	Línea Directa.
<b>NTL</b>	Perdidas no técnicas de energía.

---

## RESUMEN

Se presentan las actividades realizadas durante el periodo de práctica profesional en la empresa Ingeomega S.A.S, en el contrato de pérdidas de energía Redes Metro, ubicado en el parque empresarial Nortiko en el municipio de Copacabana, Antioquia.

Ingeomega S.A.S fue constituida el 1° de febrero de 1988 en la ciudad de Medellín, el inicio de sus labores se desarrolló con dos empleados y un subcontratista de instalaciones eléctricas internas, cuya primera obra contratada fue la Urbanización Villa Lía, adjudicada por Construcciones López Rendón.

En 1990 inicio la ejecución de proyectos para las Empresas Públicas de Medellín. Ha desarrollado proyectos de alcance nacional en Antioquia, Caldas, Quindío, Costa Atlántica, Cauca y Valle del Cauca, Los Santanderes, Cundinamarca y Boyacá.

En la actualidad cuenta con más de 3.000 colaboradores que prestan sus servicios en diferentes regiones de Colombia, siempre contribuyendo al mejoramiento de las comunidades en donde tiene presencia.

Ingeomega es una empresa consciente de la importancia del medio ambiente por esto promueve su preservación, previniendo la contaminación y minimizando el impacto a las comunidades.

Cuenta con amplia experiencia en el campo de la recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas de energía a través de actividades tales como cambio de redes secundarias de línea abierta a línea trenzada, instalación de sistemas antihurto en instalaciones domiciliarias y medidores de energía prepago. Además de la instalación de los sistemas AMI (Medida Inteligente).

Así mismo, se han realizado contratos de revisión, normalización de acometidas y medidores de energía, detección y notificación de fraudes, vinculación de instalaciones para el servicio de energía, corte y reconexión, entre otras con el fin de minimizar las pérdidas de energía.

***Palabras clave* —Perdidas de energía, redes eléctricas, energía sin legalizar, Línea directa, requinte.**

---

## I. INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía eléctrica son desde hace mucho tiempo un dolor de cabeza para los operadores de red, dadas las implicaciones que representa este problema en el análisis y factibilidad financiera.

Estas pérdidas son de carácter financiero y son sostenidas por los distribuidores y comercializadores de energía eléctrica a partir del momento en que la energía se consume, pero no se factura. Los operadores deben garantizar su viabilidad financiera y social, de manera que puedan ofrecer un servicio ininterrumpido y de alta calidad a los usuarios para un desarrollo social y económico de las regiones donde tienen injerencia.

Todo sistema de distribución de energía urbano o rural tiene un grado de vulnerabilidad asociado, lo que propicia que las pérdidas no técnicas o hurto de energía eléctrica se concrete con el acceso no autorizado usuarios a las redes de uso general o al sistema de medida; es decir, el acceso a los circuitos de media tensión, transformadores de distribución o de potencia, cajas de distribución, redes de distribución y al sistema de medida del usuario (acometida, medidor y caja del medidor). Son muchas las razones que estimulan el acceso ilegal a la red son de diversa índole, tales como culturales, políticas, económicas y sociales, entre otras.

Es necesaria la implementación de acciones predictivas, preventivas y de corrección necesarias para lograr los mínimos niveles de pérdidas de energía. De esta manera es posible que los operadores puedan destinar recursos en la planificación de acciones que fortalezcan su competitividad y la satisfacción del usuario.



## II. OBJETIVOS

### *A. Objetivo general*

Encaminar acciones efectivas para la reducción exitosa y conservación de estándares óptimos de perdidas no técnicas de energía con miras a la sostenibilidad de transformadores de distribución con altas perdidas.

### *B. Objetivos específicos*

Fortalecer el proceso de identificación de causales de perdidas no técnicas de energía a nivel del sistema de distribución como administrativo.

Sugerir acciones para el control y conservación de márgenes mínimos de perdidas en transformadores.

Presentar propuestas de acciones operativas que conduzcan al pronóstico, prevención y corrección de los factores que propician sanciones y perdidas no técnicas de energía a nivel administrativo como operativo para un cumplimiento eficiente de metas.

---

### III. MARCO TEÓRICO

**Sistema de información:** Conjunto de componentes y procedimientos organizados cuya interacción permite el manejo de grandes volúmenes de datos reduciendo la incertidumbre e imprecisión en el conocimiento de un estado o evento determinado. La información que se genera en los diversos procesos se puede utilizar para tomar decisiones sobre las actividades de la organización que le sirve de ambiente o para ejercer el control de la misma organización [1][4].

**Acuerdo de niveles de servicio (ANS):** Acuerdo escrito entre el proveedor de servicios y el cliente sobre los niveles de servicio acordados entre ambas partes [3].

**Pérdidas No técnicas:** Pérdidas de energía debidas a factores externos a los sistemas eléctricos. Principalmente se derivan de conexiones ilegales, errores en los sistemas de información e inexactitud en la medición del consumo de energía eléctrica.

**Pérdidas no técnicas administrativas:** son aquellas que se derivan de procedimientos administrativos no adecuados en el mismo proceso de control o procesos conexos [1].

**Causales y responsables de las pérdidas no técnicas:** por parte de la empresa se dividen en técnicas, comerciales y administrativas.

#### **Técnicas:**

Pérdidas técnicas a partir de estimaciones donde no se tiene en cuenta el tipo de carga.

Vulnerabilidad del transformador.

Vulnerabilidad de la red.

Vulnerabilidad de los equipos de medida.

#### **Comerciales:**

Costo del servicio de energía.

Costo de la sanción por fraude.

limitados programas de financiación.

Cobros de consumos de energía a partir de promedios mal calculados.

Impedimentos para legalizar instalaciones.

**Administrativas:**

Constantes erradas del sistema de medición o de facturación.

Problemas en el proceso de lectura del medidor.

Problemas en el proceso de facturación.

Errores en el aforo del alumbrado público.

Errores del personal de diagnóstico y control de la red de distribución.

Errores del personal encargado del seguimiento administrativo de la red.

Por parte del cliente se tienen los factores económicos, culturales y sociales

**Económicos:**

Falta de capacidad de pago por problemas económicos.

Evasión del deber de pago por el servicio de energía.

**Culturales:**

Falta de educación en el uso eficiente de la energía eléctrica y de otros recursos energéticos.

Cultura de la ilegalidad.

**Sociales:**

Presión de la población.

Violencia.

**Energía sin legalizar:** El término de energía sin legalizar se les atribuye a todas aquellas conexiones que se derivan del sistema de distribución sin ninguna clase de medida y sin la autorización expresa del operador de red. Lo más frecuente es encontrar este tipo de conexiones en actividades como la industria de la construcción, ventas ambulantes, actividades industriales o agrícolas e instalaciones temporales como pueden ser soldadores, concretadoras y similares [1].

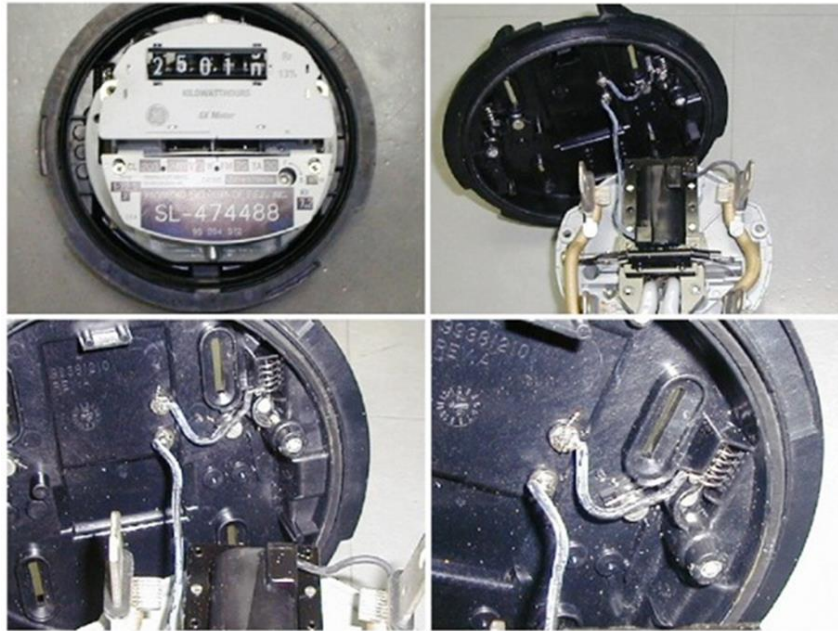
**Línea directa:** La línea directa es una infracción que tiene algún parecido con la energía sin legalizar, pero se prefiere utilizar el término para describir las derivaciones ilegales que se hacen desde el sistema de distribución, por parte de clientes identificados y que bien pueden estar al día o vencidos con el pago del servicio. Para este caso el procedimiento de recuperación de la energía reviste menos dificultad que en el anterior, pues al tener identificado el suscriptor, los cargos pendientes por recuperación o por sanciones, se pueden cargar a su facturación [1].



*Figura 1. Medidor con línea directa.*

**Medidor manipulado:** La conexión irregular de los equipos de medida por parte de personal ajeno a la empresa operadora, busca principalmente generar subfacturación, debido a que

el equipo de medida con este tipo de arreglos recibe señales eléctricas anormales que comprometen las señales de tensión y de corriente en los elementos de medida, ocasionando movimientos anormales del disco (menor velocidad o desplazamiento) y por eso el registro de la energía consumida por los clientes es menor a la verdaderamente consumida[1].



*Figura 2. Medidor manipulado.*

**Fase manipulada:** La fase interrumpida tiene un efecto similar a la descrita en el numeral anterior, ya que la falta de una fase, para el caso de medidores con más de dos hilos, provoca en el equipo un paro parcial o total del mecanismo de registro, lo que de igual manera conduce a una subfacturación [1].

**Sello violado:** Cuando hablamos de sellos violados del equipo de medida, nos referimos a todas aquellas adulteraciones internas que comprometen el correcto funcionamiento de sus mecanismos internos, bien sea porque se violaron los sellos, se adulteraron o simplemente se accedió a su parte interna mediante la perforación de la carcasa o el visor de vidrio o acrílico.

Lo correcto es retirar el equipo de la instalación y someterlo al estudio de un laboratorio certificado para que emita un concepto técnico. Con base en ese diagnóstico, las dependencias

responsables emitirán el juicio sobre el grado de responsabilidad del cliente por dicho evento y los cargos que se deben cobrar por concepto de sanciones y recuperaciones de energía [1].

**Adulterio de señales de medida:** La adulteración de las señales de medida es un comportamiento muy propio de aquellas instalaciones que cuentan con medida indirecta, es decir, aquella medida que por los niveles de tensión y de corriente que manejan, requieren de transformadores de potencial y corriente, para la protección del equipo de medida. Nos referimos básicamente a los clientes con altos consumos como grandes comercios o industrias, algunas viviendas lujosas y otras instalaciones similares [1].



*Figura 3. Macromedidor con señales manipuladas.*

**Sostenibilidad:** Es el conjunto de condiciones económicas, sociales y ambientales que favorecen la permanencia y el desarrollo de una empresa en una relación de beneficio mutuo con la sociedad [2].



**Requinte:** Es un documento que contiene la información de cada transformador monofásico o trifásico perteneciente al operador de red que contiene datos como la cantidad total de usuarios, el consumo promedio del usuario, consumo en los últimos tres meses, historial de notificaciones, así mismo el porcentaje de pérdidas del transformador (Balance-Mensual), lámparas de alumbrado público asociadas a este y su consumo.

Es entregado al personal de diagnóstico para validar la información contenida y ejecutar acciones para la reducción de las perdidas.

#	Página	Dirección/Suscriptor	Estado	Plan	Cate	Cte	CV	Kwh	M3	Coc	Actas	Revisiones	Obs	Lectura	Fecha Lect	Marca/Serie/Ref
1	095415005000060000	CL 55 CR 45 -6 De Castaño García Brigida	1	459	R1	1	0	91	13	7	0	0		33,971	2022-02-16	18/35355849/EB2FP2
2	095415005000100203	CL 55 CR 45 -10 (INTERIOR 203) De Castaño García Brigida	1	459	R1	1	0	74	30	2	0	0		54,435	2022-02-16	Sin Dato/Sin Dato/Sin Dato
3	095415005000200201	CL 55 CR 45 -20 (INTERIOR 201) Mu Etones Casta O Leon Al	1	459	R1	1	0	143	27	5	0	0		57,773	2022-02-16	25/5585739/M2A
4	095415005000200202	CL 55 CR 45 -20 (INTERIOR 202) Mu Etones Pineda Jesus Adan	1	459	R1	1	1	66	8	8	0	0		27,006	2022-02-16	18/23772297/EB2FP2
5	095415005000200301	CL 55 CR 45 -20 (INTERIOR 301) Mu Etones Casta O Leon Al	1	459	R1	1	1	117	16	7	0	0		28,588	2022-02-16	18/32797376/EB2FP2-2
6	095415005000210000	CL 55 CR 45 -21 Ramirez Roldan Alvaro	1	459	R3	1	0	146	9	16	0	0		51,618	2022-02-16	18/19736116/EB2CP2
7	095415005000240000	CL 55 CR 45 -24 Mu Etones Pineda Jesus Adan	1	459	R1	1	0	150	8	19	0	0		66,767	2022-02-16	25/3975929/M2A
8	095415005000250000	CL 55 CR 45 -25 Ana Obdulva Valencia Ospina	1	459	R3	1	0	30	5	6	0	0		14,122	2022-02-16	18/35344531/EB2FP2-2
9	095415005000270000	CL 55 CR 45 -27 Ana Obdulva Valencia Ospina	1	459	R3	1	1	112	12	9	0	0		44,645	2022-02-16	18/18979280/EB2CP2
10	095415005000290000	CL 55 CR 45 -29 Ana Obdulva Valencia Ospina	1	459	R3	1	1	184	11	17	0	0		35,329	2022-02-16	18/22471830/EB2CP2
11	095415005000290301	CL 55 CR 45 -29 (INTERIOR 301) Ana Obdulva Valencia Ospina	1	459	R3	1	0	207	13	16	0	0		13,646	2022-02-16	46/2203079/OA1TC1
12	095415005000320000	CL 55 CR 45 -32 Jhon Henry Ortiz Mufleton	1	460	C11	1	1	219	6	36	0	0		60,336	2022-02-16	18/19116543/EB2FP2
13	095415005000340000	CL 55 CR 45 -34 Jhon Henry Ortiz Mufleton	1	478	R1	1	0	113	22	5	0	0				21/0707161838/GEMINI
14	095415005000360201	CL 55 CR 45 -36 (INTERIOR 201) Quiroz Avendano Hernando De Jesus	1	459	R1	1	0	159	26	6	0	0		57,986	2022-02-16	25/8658794/M2A-GP
15	095415005000360301	CL 55 CR 45 -36 (INTERIOR 301) Consuelo De Los Dolores Mufleton De Ortiz	1	478	R1	1	0	18	14	1	0	0				21/07071618360/GEMINI
16	095415005000360302	CL 55 CR 45 -36 (INTERIOR 302) Jhon Henry Ortiz Mufleton	1	459	R1	1	0	98	17	6	0	0		63,137	2022-02-16	18/11927263/ET73CP
17	095415005000370201	CL 55 CR 45 -37 (INTERIOR 201) Maria De Las Mercedes Alvarez Carmona	1	459	R3	1	0	184	12	15	0	0		4,432	2022-02-16	E31/19712849/HXE13R 240V 5-80A
18	095415005000370202	CL 55 CR 45 -37 (INTERIOR 202) Arias R. Ramon	1	459	R3	1	0	175	13	13	0	0		59,282	2022-02-16	41/1983489/NBC
19	095415005000380000	CL 55 CR 45 -38 Gutierrez Jorge	1	459	R1	1	0	108	9	12	0	0		53,347	2022-02-16	18/22475564/EB2CP2

Figura 4. Requinte del Transformador 18455.

**AVM:** Es un equipo electrónico que sirve como analizador eléctrico y verificador de la medición de medidores de energía eléctrica, mostrando en forma simultánea la tensión, la corriente, la potencia real, el factor de potencia, la energía activa, los errores en la medición comparada, y el tiempo que duran las mediciones. Este equipo se utiliza como comparador con medidores monofásicos o fase a fase con otro tipo de medidores.

Adicionalmente, con el AVM se puede llevar un registro en memoria de las pruebas que se le realicen a cada medidor, llevando un historial que puede ser descargado en un computador a través del puerto serial, y así, llevar una estadística y control de trabajo.



Figura 5. AVM trifásico.

PARÁMETRO DE MEDICIÓN	RANGO MEDIDA	EXACTITUD
Frecuencia Fundamental	50 - 60 Hz	--
Medición de Tensión TrueRMS	10 a 350 V CA	0,2 %
Medición de Corriente (Sensor de Corriente con Salida en tensión) (Sensores Compensados)	Entrada de Tensión de 7,5 mV CA a 1,5 V CA	0,2 %
Factor de Potencia	1 a -1	--
Medición de Potencia Activa (W)	--	0,2 %
Medición de Potencia Reactiva (VAr)	--	0,5 %
Medición de Energía Activa (Wh)	--	0,2 %
Medición de Energía Reactiva (Varh)	--	0,5 %

Figura 6. Especificaciones del AVM.



**Asocia:** Instalación que en sistema pertenece a otro transformador, pero en terreno pertenece al transformador diagnosticado, ejemplo en el sistema la instalación CR 57 CL 85 B -76 (INTERIOR 111) pertenece al transformador 22792 pero al hacer el diagnostico se verifica que esta instalación pertenece al transformador 130374 que es el que se diagnostica, en este caso se hace el requerimiento para asociar la instalación al transformador 130374.

**Desasocia:** Instalación que en sistema pertenece al transformador diagnosticado, pero en terreno pertenece a otro transformador cercano, ejemplo en el sistema la instalación CR 57 CL 85 B -76 (INTERIOR 111) pertenece al transformador 130374 que es el que se diagnostica, pero al verificar se determina que esta instalación pertenece al transformador 22792, en este caso se hace el requerimiento para desasociar la instalación del transformador 130374 y asociarla al transformador 22792.

#### IV. METODOLOGÍA

Las pérdidas no técnicas no solo son consecuencia del hurto de energía, sino también del manejo administrativo que por falta de orden y disciplina de los procesos propios de control o procesos interdependientes, generan condiciones de riesgo que conducen a pérdidas de energía., se estudiarán los procesos de apoyo a la distribución de energía , como la gestión social, los diagnósticos y acciones desde el punto de vista administrativo y operativo a las instalaciones, alumbrado público, equipos de medida y elementos de la red de distribución en general, sanciones para el contratista y cliente, métodos de fraude y soluciones, entre otros, analizados desde el riesgo que pueden representar para una gestión eficiente en el control, reducción y alcance de niveles óptimos de pérdidas de energía en un sistema de distribución y a nivel administrativo.

Se corroborará y analizará la calidad de la información entregada por el ente prestador del servicio de energía respecto a la red de distribución mediante las visitas de campo para la detección de inconsistencias en la red o datos del sistema con el fin de conducir de manera eficiente las acciones operativas y así validar o enmendar el sistema de información.

Finalmente se tendrán los elementos para que el personal administrativo y operativo prevea, prevenga y corrija con el fin de eliminar o disminuir riesgos y el impacto de las acciones que se lleven a cabo, mantener el compromiso desde la planeación, análisis y ejecución de las tareas para una gestión exitosa del contrato.

**Actividad 1:** Identificación de causales de pérdidas no técnicas en transformadores de distribución.

**Actividad 2:** Análisis de pérdidas no técnicas de Transformadores de distribución.

**Actividad 3:** Planeación, control y seguimiento de los trabajos programados de los grupos de trabajo.

**Actividad 4:** Control y seguimiento ANS del contrato CW-99492.

**Actividad 5:** Sostenibilidad de transformadores con altas pérdidas.

**Actividad 6:** Pérdidas no técnicas de energía, visión global.

## V. RESULTADOS

### 1. Identificación de causales de pérdida en transformadores de distribución.

En esta actividad se realizó la identificación de los causales de pérdida en transformadores de distribución, en el tiempo de practica fueron identificados las siguientes causales: energía sin legalizar, líneas directas ya sea de instalaciones que facturan o de instalaciones ilegales usadas en actividades como construcción, ventas ambulantes, galpones para pollos, marraneras, lavaderos de autos y motos, desasocias, actualizaciones de alumbrado público, estos causales se plasman en el archivo de gestión del contrato, parte de él se muestra en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..* La zona de interés se centra en la región norte metropolitana que comprende los municipios de Medellín, Bello, Copacabana, Barbosa, Girardota, en ocasiones se tienen transformadores a diagnosticar ubicados en municipios como Guarne y Don Matías.

A	B	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA
TRAFICO INICIAL	NODO INICIAL	NO ENCONTRADO	EFFECTIVIDAD DIAGNÓSTICO	RESPONSABLE GESTIÓN ACTIVIDAD	TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	REDES	INSTALACIÓN	ESTADO	ESTADO GENERAL	PEDIDO/REQUERIMIENTO	CANTIDAD	ENERGÍA CAUSAL
11	7684	567	64%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	DIAG 52 AVDA 42-176	EJECUTADO	EJECUTADO		1	800
12	7684	567	64%	FGONZALEZ	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	DIAG 52 AVDA 42-96 (INTERIOR 201)	EJECUTADO	EJECUTADO	337832	1	56
13	7684	567	64%		REDES	REDES	SI	AVDA 42 B DIAG 52-38 (INTERIOR 8000)	NO APROBADO	NO EJECUTADO		0	0
14	7684	567	64%	DGÓMEZ	REDES M.O. PRESUPUESTO	REDES M.O. PRESUPUESTO	NO		EJECUTADO	EJECUTADO		0	0
15	7684	567	64%	DGÓMEZ	REDES MAT. PRESUPUESTO	REDES MAT. PRESUPUESTO	NO		EJECUTADO	EJECUTADO		0	0
2	20336	773	76%	JVASQUEZ	REPLANTEO	DIAGNÓSTICO	NO	CL 72 CR 58-40 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	2510
3	20336	773	76%	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 72 CR 58-1 (INTERIOR 201)	NO VINCULADO	CORTAR		1	200
4	20336	773	76%	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 72 CR 58-1 (INTERIOR 202)	NO VINCULADO	CORTAR		1	200
5	20336	773	76%	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 72 CR 58-1 (INTERIOR 301)	NO VINCULADO	CORTAR		1	200
6	20336	773	76%	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 72 CR 58-1 (INTERIOR 9901)	NO VINCULADO	CORTAR		1	200
8	20336	773	76%	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 72 CR 58-30	NO VINCULADO	CORTAR		1	350
10	20336	773	76%	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 72 CR 58-3 (INTERIOR 101)	NO VINCULADO	CORTAR		1	100
11	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	BAJOS CONG	SI	CL 71 CR 58-0 (INTERIOR 118)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	100
12	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 72 CR 58-3	EJECUTADO	EJECUTADO		1	100
13	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 72 CR 58-3 (INTERIOR 201)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	100
14	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 72 CR 58-3 (INTERIOR 301)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	100
15	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 72 CR 58-3 (INTERIOR 1101)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	100
16	20336	773	76%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 72 CR 58-20 (INTERIOR 302)	PROGRAMAR	CORTAR		1	120
17	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 72 CR 58-73	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	40
18	20336	773	76%	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 72 CR 58-8	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	50
19	20336	773	76%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 72 CR 58-35	PROGRAMAR	CORTAR		1	30
10	20336	773	76%		REDES	REDES	SI	CL 72 CR 58-40 (INTERIOR 8000)	NO APROBADO	NO EJECUTADO		0	0
11	20336	773	76%	DGÓMEZ	REDES M.O. PRESUPUESTO	REDES M.O. PRESUPUESTO	NO		EJECUTADO	EJECUTADO		0	0
12	20336	773	76%	DGÓMEZ	REDES MAT. PRESUPUESTO	REDES MAT. PRESUPUESTO	NO		EJECUTADO	EJECUTADO		0	0

Figura 7. Archivo de gestión del contrato.

En la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* se muestra la gestión en el año 2022, donde se tienen en cuenta los causales de pérdida mencionados anteriormente, se observa que la mayor causa de pérdida de energía está en la gestión social que comprende usuarios a normalizar (estado 92, plan 465, ESL), la mayor parte de esta energía es gestionable debido a que al usuario se le puede ofrecer la vinculación para que empiece a facturar en el caso de que sea una ESL, al estado 92 que son instalaciones que alguna vez tuvieron medidor de energía y por suspensión del

servicio están cortados, en este estado después de 7 cuentas vencidas aplica para energía prepago y se les puede hacer solicitud para este, el plan 465 es una instalación que tiene conexión legal por la que paga cierta cantidad de dinero pero el consumo de la instalación no está sujeto a medida, a estas instalaciones se les ofrece el medidor, no es gestionable cuando la instalación no cumple distancias mínimas de seguridad mencionadas en el artículo 13 del RETIE, a estas instalaciones se les corta la conexión ilegal las veces que sea necesario porque son instalaciones que no entraran a facturar y de no cortar siguen causando perdida en el transformador, normalmente el usuario de la conexión ilegal después de varios cortes decide hacer un acuerdo con un cliente que tenga medidor legal para compartir energía lo cual reduce la perdida. Luego está el área de revisiones que comprende las posibles actas de notificación que son instalaciones que facturan pero presentan anomalías causadas o no por el cliente, estas anomalías son siempre gestionables porque en el caso del cliente tener fraude se normaliza y se notifica la instalación, si requiere cambio de medidor se le cambia y si es reincidente en notificaciones se le traslada el medidor, en el campo de asocias se contempla las asocias de alumbrado público y asocias de instalaciones, estas pérdidas siempre son gestionables, se hace la actualización con lo que se encuentra en terreno al hacer el diagnostico, por ejemplo luminarias, posteria, cableado que no exista o que pertenezca a otro transformador o si la luminaria cambio de tecnología, se verifica en terreno si una instalación pertenece realmente al transformador o a otro, la correcta actualización reduce la perdida de energía. Las otras gestiones son en parte gestionables cuando las fuentes (amplificadores de señal, sensores) entran a facturar, Finalmente, el campo de los integradores comprende la macromedida que también es siempre gestionable, los equipos de medida en el caso de estar con fallas se reemplazan o si las conexiones están intervenidas se normalizan.

Valores								
TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	CANTIDAD	ENERGÍA CAUSAL	ENERGÍA GESTIONABLE	ENERGÍA NO GESTIONABLE	% ENERGÍA CAUSAL	% ENERGIA GESTIONABLE	% ENERGIA NO GESTIONABLE	COMPARATIVO
ASOCIAS	1805	129.723	129.129	0	9,51%	100%	0%	0
GESTIÓN SOCIAL	4471	861.909	681.084	180.046	63,20%	79%	21%	0
INTEGRADORES	184	20.527	12.929	8.604	1,51%	63%	42%	0
OTRA GESTIÓN	656	101.111	43.410	56.855	7,41%	43%	56%	0
REVISIONES	970	250.436	191.681	59.335	18,36%	77%	24%	0
<b>Total general</b>	<b>8.086</b>	<b>1.363.706</b>	<b>1.058.233</b>	<b>304.840</b>	<b>100,00%</b>	<b>78%</b>	<b>22%</b>	<b>-</b>

Figura 8. Gestión 2022.

## **Actividad 2: Análisis de pérdidas no técnicas de Transformadores de distribución.**

Después de identificar los causales de pérdida de energía se procede a un análisis de estas, en el archivo de gestión se seleccionan los transformadores diagnosticados y se estudia el proceso de reducción de pérdidas.

Desde el mes de junio todo es gestionable, aunque realmente no lo sea, hay procesos que no dependen del contrato como tal como son el tema de las distancias de seguridad para instalaciones sin legalizar, las cámaras, semáforos, fuentes y antenas de telecomunicaciones, líneas directas que no permiten cortar por medio de amenazas entre otras.

### **1.1.1. Gestión social**

En lo que va del año 2022 se identificaron 4381 instalaciones a las cuales se les hizo el proceso de gestión social, la *Figura 9* se muestra la cantidad de instalaciones que están cortadas, pendientes por corte, ejecutadas (facturan o comparten) y tienen proceso pendiente de visita o decisión de EPM además se tiene la energía gestionable y no gestionable de cada instalación.

Una instalación sin legalizar se corta cuando el diagnosticador o gestor social hace visita y el usuario no quiso involucrarse o no estaba presente, también si la instalación no cumple distancias de seguridad pues no habrá legalización, lo que determina si una instalación es gestionable o no son las distancias de seguridad, si no las cumple, la instalación no es gestionable y poco se puede recuperar de energía, con la estrategia de cortes a instalaciones gestionable y no gestionables se busca la recuperación de energía y que el usuario entre a facturar o compartir energía en el caso de instalaciones no legalizables después de cansarse de varios cortes, en lo ejecutado se muestra la energía gestionable recuperada que se debe a instalaciones legalizadas y la no gestionable que se recupera debido a instalaciones que no se podían legalizar pero después de cortes decidieron compartir energía con instalaciones legales, finalmente se muestran las cantidades de instalaciones vinculadas con proceso pendiente de visita y decisión de EPM al igual que la energía que se puede recuperar de culminar el proceso satisfactoriamente o de los cortes que se haga a las instalaciones que por algún motivo no entren a facturar.

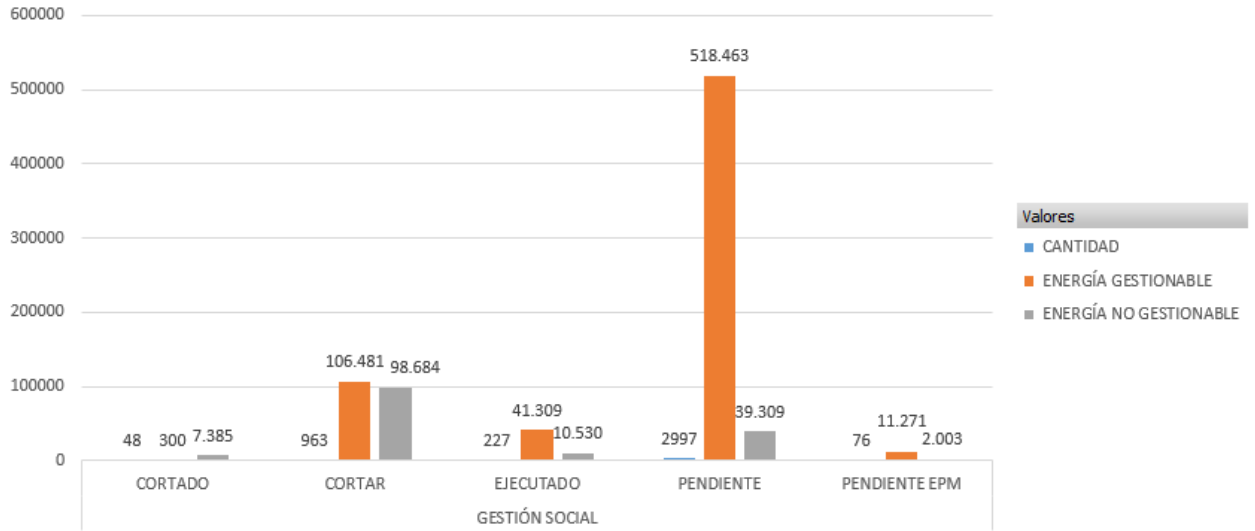


Figura 9. Estado general de la gestión social.

En la Figura 10 se tiene una muestra de como es el archivo donde se hace seguimiento al proceso de gestion social, cada instalacion tiene su estado sea facturando, compartiendo o decidido no vincularse, su direccion, el transformador al cual pertenece, nodo que es importante para saber las perdidas del transformador y la energia estimada que se puede recuperar de acuerdo a la corriente y aforo de cargas que se hace en terreno de la instalacion sin legalizar.

TRAFO INICIAL	NODO INICIAL	RESPONSABLE GESTIÓN ACTIVIDAD	TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	REDES	INSTALACIÓN	ESTADO	ESTADO GENERAL	PEDIDO/REQ UERIMIENTO	CANTIDAD	ENERGÍA CAUSAL	ENERGÍA GESTIONABLE	ENERGÍA NO GESTIONABLE
50664	50664	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 108 A CR 28 AE-28 (INTERIOR 101)	FACTURANDO	EJECUTADO	22470769	1	90	90	
50664	50664	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 108 A CR 28 AE-28 (INTERIOR 201)	FACTURANDO	EJECUTADO	22470772	1	90	90	
50664	50664	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 108 A CR 28 AE-34 (INTERIOR 201)	FACTURANDO	EJECUTADO	22470777	1	90	90	
50664	50664	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 108 A CR 28 AE-34 (INTERIOR 301)	FACTURANDO	EJECUTADO	22470783	1	90	90	
41521	41521	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	DIAG 60 AVDA 36 A-31 (INTERIOR 302)	NO VINCULADO	CORTAR		1	180	180	
135106	826292	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 23 B CL 84 B-146 (INTERIOR 368)	NO VINCULADO	CORTAR		1	80	80	
109830	818267	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 70 C CR 94 A-4	FACTURANDO	EJECUTADO	22449788	1	1871	1871	
109830	818267	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 94 A CL 70 C-13	NO VINCULADO	CORTAR		1	0	0	
109830	818267	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 94 A CL 70 C-17	NO VINCULADO	CORTAR		1	0	0	
135106	826292	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 22 CL 84 AA-289 (INTERIOR 236)	NO VINCULADO	CORTAR		1	90	90	
135106	826292	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 22 CL 84 AA-289 (INTERIOR 123)	NO VINCULADO	CORTAR		1	90	90	
13557	13557	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 98 CR 31-33 (INTERIOR 1175)	COMPARTIR	PENDIENTE		1	110	110	
27312	27312	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 99 C CR 38 B-15 (INTERIOR 201)	FACTURANDO	EJECUTADO	22444686	1	100	100	
135106	826292	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 22 CL 84 AA-289 (INTERIOR 126)	NO VINCULADO	CORTAR		1	80	80	
27312	27312	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 38 C CL 99 B-3 (INTERIOR 201)	COMPARTIR	PENDIENTE		1	35	35	
27312	27312	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 38 C CL 99 B-3 (INTERIOR 301)	FACTURANDO	EJECUTADO	22444691	1	90	90	
2432	2432	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 74 CR 64 C-102 (INTERIOR 7000)	NO VINCULADO	CORTAR		1	200	200	REVISAR
28009	28009	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 110 CR 32-22 (INTERIOR 9901)	NO VINCULADO	CORTAR		1	120	120	
28009	28009	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 110 CR 32-10 (INTERIOR 101)	NO VINCULADO	CORTAR		1	150	150	
28009	28009	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 110 CR 32-16 (INTERIOR 101)	NO VINCULADO	CORTAR		1	800	800	
28009	28009	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 110 CR 32-15 (INTERIOR 306)	NO VINCULADO	CORTAR		1	90	90	
28009	28009	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CL 110 CR 32-15 (INTERIOR 406)	NO VINCULADO	CORTAR		1	100	100	
50257	50257	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	165015931000000000	NO VINCULADO	CORTAR		1	40	40	
51030	51030	VMONTES	GESTIÓN SOCIAL	ESL	NO	CR 42 C CL 20 C-8 (INTERIOR 201)	NO VINCULADO	CORTAR		1	100	100	

Figura 10. Instalaciones legalizadas y pendientes por legalizar.

### 1.1.2. Revisiones

Se identifican un total de 950 instalaciones de las cuales se recupero energia en 508 y estan pendientes 442, toda la energia se puede recuperar pero no es factible comprometerse con la energia

no gestionable que se debe a instalaciones que no se pueden revisar ni normalizar por temas de orden publico, en las ejecutadas se determino una parte como gestionable al inicio por no comprometerse pero se logro normalizar instalaciones con acompañamiento policial o el mismo cliente al recibir la multa decidio retirar el fraude tiempo despues de recibir la notificacion con lo cual se recupero energia, ademas se toman acciones para que el infractor no vuelva a cometer fraude como los traslados e instalacion de medidores PLC. Resolver los pendientes es cuestion de tiempo, depende de factores como la programacion de las cuadrillas, el grado de dificultad al buscar el fraude y temas de orden publico pero es energia que finalmente se recupera, se resume en la

Figura 11.

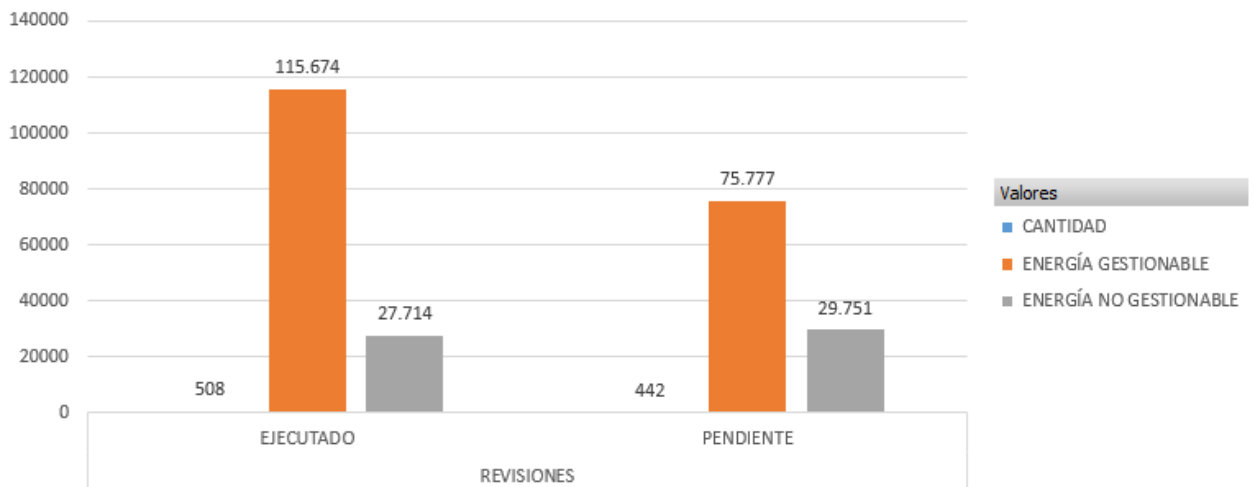


Figura 11. Estado general de las revisiones.

Toda instalacion pendiente por revision tiene su respectiva direccion, motivo y estado de la revision el cual se puede ver en la Figura 12, estas son instalaciones que estan legalizadas y se tiene registro de los consumos y el historial de intervenciones lo cual da al personal de diagnostico y de control oportunidad de hacer enfasis en instalaciones con variacion de consumos e historial de fraude para hacer la revision y recuperacion de energia mas efectiva.

TRAFO INICIAL	NODO INICIAL	RESPONSABLE GESTIÓN ACTIVIDAD	TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	REDES	INSTALACIÓN	ESTADO	ESTADO GENERAL	PEDIDO/REQ. UERIMIENTO	CANTIDAD	ENERGÍA CAUSAL	ENERGÍA GESTIONABLE	ENERGÍA NO GESTIONABLE
41521	41521	DHOYOS	REVISIONES	MD NUEVO-CONS PEND	NO	AVDA 36 B DIAG 60 -10 (INTERIOR 302)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	113	113	
13657	13657	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 98 E CR 31 -33 (INTERIOR 174)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	100	100	
27312	27312	DHOYOS	REVISIONES	BAJOS CONS	NO	CL 99 C CR 38 B -3	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	30	30	REVISAR
27312	27312	DHOYOS	REVISIONES	MONOCUERPO X BICUERPO	NO	CL 99 C CR 38 B -10	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	0	0	
27312	27312	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CR 38 C CL 99 B -5	EJECUTADO	EJECUTADO		1	90	90	
135106	826292	DHOYOS	REVISIONES	ESTADO 5	NO	CR 23 B CL 84 B -146 (INTERIOR 136)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	90	90	REVISAR
17898	17898	DHOYOS	REVISIONES	MD MANIPULADO	NO	CL 91 CR 50 A -3	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	500	500	REVISAR
138342	821305	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 71 B CR 24 B -5	EJECUTADO	EJECUTADO		1	200	200	
138342	821305	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 71 B CR 24 B -33	EJECUTADO	EJECUTADO		1	250	250	
28009	28009	DHOYOS	REVISIONES	ESTADO 5	NO	CL 110 CR 32 -10 (INTERIOR 105)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	150	150	
28009	28009	DHOYOS	REVISIONES	ESTADO 5	NO	CL 110 CR 32 -15 (INTERIOR 104)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	100	100	
138868	801736	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CR 54 CL 100 -21 (INTERIOR 1090)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	50	50	
30895	30895	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CR 98 CL 63 -125 (INTERIOR 119)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	150	150	
41735	41735	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	DIAG 55 AVDA 46 -70 (INTERIOR 202)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	487	487	
41735	41735	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	DIAG 55 AVDA 46 -62	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	200	200	
70456	810929	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CR 28 CL 107 -370	EJECUTADO	EJECUTADO		1	100	100	
70456	810929	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 107 C CR 27 B -181 (INTERIOR 102)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	80	80	
31317	31869	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CR 31 A CL 84 -188 (INTERIOR 166)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	250	250	
31317	31869	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CR 31 A CL 84 -188 (INTERIOR 196)	EJECUTADO	EJECUTADO		1	270	270	
64939	809338	DHOYOS	REVISIONES	PANELES SOLARES	NO	AL_17800172620000080_178001726200000	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	1100	1100	REVISAR
50832	50832	DHOYOS	REVISIONES	LD	SI	CL 80 B CR 72 C -205	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	100	100	
52826	52826	DHOYOS	REVISIONES	MD MANIPULADO	NO	AL_17800278560000000_178002785600000	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	60	60	REVISAR
310025	4172	DHOYOS	REVISIONES	BAJOS CONS	NO	CR 43 A CL 105 -5	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	0	0	REVISAR
310025	4172	DHOYOS	REVISIONES	BAJOS CONS	NO	CR 43 A CL 105 -9 (INTERIOR 301)	PROGRAMAR	PENDIENTE		1	0	0	REVISAR

Figura 12. Estado de las instalaciones legalizadas con anomalías.

### 1.1.3. Asocias de alumbrado publico

Se identifican en la *Figura 13* 1196 transformadores que requieren actualización de alumbrado público, se ejecutaron 81 y están pendientes 1115, se debe aclarar que para que se pueda hacer el requerimiento para la actualización de alumbrado público, el requinte primero debe pasar por gestión social para que las instalaciones sean visitadas por el personal y es un proceso que demora por la cantidad de instalaciones que se encuentran en los diagnósticos, de 16 transformadores diagnosticados se pueden encontrar 250 o más instalaciones que requieren visita del personal de gestión social y el requinte puede quedarse en poder del personal de gestión social mínimo 2 meses, luego que se hace la visita, se devuelve el requinte con las observaciones para cada instalación visitada, se actualiza en el archivo de gestión y se entrega al encargado de actualización de alumbrado público para que haga el requerimiento y poder hacer una recuperación de energía.



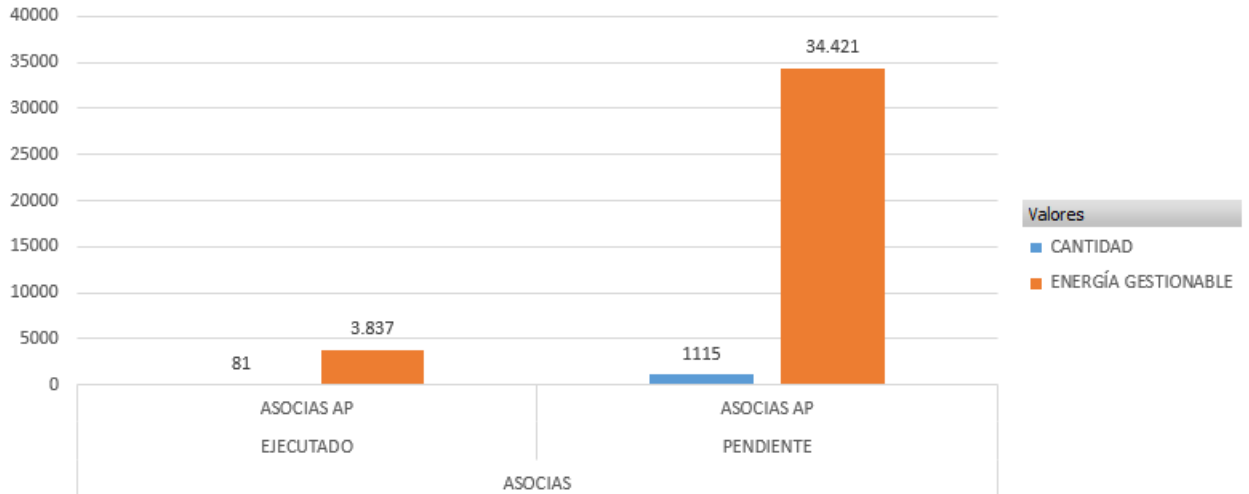


Figura 13. Estado general y energía a recuperar de las asocias de alumbrado público.

Como se puede observar en la Figura 14 las pérdidas en asocias de alumbrado público son pequeñas y siempre se les puede dar solución con la actualización del mapa donde se tiene en cuenta la tecnología de la luminaria, potencia y la cantidad, para esto es necesario la verificación en terreno pues EPM tiene en la mayoría de casos información errónea, cuando se modifica la red no se hace una actualización por esto se pueden encontrar más cantidad de luminarias de diferentes potencias o tecnologías a las que especifica EPM en el requinte, en la actualidad se lleva a cabo Antioquia iluminada donde se cambia las lámparas de sodio por led donde una cuadrilla cambia normalmente 17 lámparas al día en los diferentes municipios.

TRAFICO INICIAL	NODO INICIAL	RESPONSABLE GESTIÓN ACTIVIDAD	TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	REDES	INSTALACIÓN	ESTADO	ESTADO GENERAL	PEDIDO/REQ. UERIMIENTO	CANTIDAD	ENERGÍA CAUSAL	ENERGÍA GESTIONABLE	ENERGÍA NO GESTIONABLE
50664	50664	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 108 A CR 28 AE-33 (INTERIOR 8149)	PENDIENTE	PENDIENTE	404230	0	30	30	
109830	818267	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 70 C CR 94 A-55 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	M SHADOWS	10	145	145	
13657	13657	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 96 E CR 31-5 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO	401452	0	-31	-31	
138342	821305	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 71 B CR 24 B-15 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	M SHADOWS	5	150	150	
70456	810929	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 107 C CR 27 B-181 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO	ok	0	61	61	
31317	31869	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CR 31 A CL 84-188 (INTERIOR 8180)	PENDIENTE	PENDIENTE	M SHADOWS	5	63	63	REVISAR
50832	50832	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 80 B CR 72 C-125 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	1	-181	-181	
310025	4172	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CR 43 A CL 104-72 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO	393018	0	-61	-61	
39006	802226	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 77 C CR 85 A-2 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO	393022	1	-52	-52	
38842	38842	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 101 CR 44 A-88 (INTERIOR 8115)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	0	-66	-66	
43171	23827	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CR 49 A CL 107-132 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	0	-49	-49	
63271	804724	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CR 30 C CL 107 A-163 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO	393031	0	180	180	
40020	40020	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 102 B CR 83-15 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	2	-22	-22	
77896	29009	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 104 A CR 47-3 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	-1	-62	-62	
51119	17004	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CR 32 CL 89 A-42 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	-1	-52	-52	
25102	25102	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	AL 178000836001000080_17800083600200X	EJECUTADO	EJECUTADO	393025	1	0	0	
62957	803223	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	AL 178002961500000080_17800296150000X	EJECUTADO	EJECUTADO	398510	0	30	30	
44800	44800	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	AL 178010400100000080_17801040010000X	PENDIENTE	PENDIENTE	404224	-4	-120	-120	
49584	49584	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 91 CR 34-14 (INTERIOR 8000)	EJECUTADO	EJECUTADO	398511	1	-6	-6	
70635	810914	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 93 DD CR 21 D-78 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	0	8	8	
106444	816966	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CL 37 CR 42 B-1 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	DENEB	0	26	26	
139939	13656	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	AL 178000855000000080_17800085500000X	PENDIENTE	PENDIENTE	ALNITAK	1	17	17	
138593	810716	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	CR 24 B CL 71-107 (INTERIOR 8000)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALNITAK	-2	-60	-60	
143121	20306	JRAMIREZ	ASOCIAS	ASOCIAS AP	NO	AL 178020000000000080_17802000000000X	PENDIENTE	PENDIENTE	ALNITAK	0	-12	-12	

Figura 14. Estado de las asocias de alumbrado público.

### 1.1.4. Asocias de instalaciones

Una vez se recibe el requinte y se digitaliza, las asocias y desasocias se les hace el requerimiento para que la instalación este en el transformador correcto y se demora unos días en recibir respuesta por parte de EPM, es muy importante que el personal de diagnóstico identifique bien a que transformador pertenece la instalación, esto se puede observar en la *Figura 15*, se ha visto casos de instalaciones que aparecen en sistema en transformadores ubicados por ejemplo en Belén y realmente pertenecen a un transformador ubicado en toscana, también instalaciones que no facturan aparecen para asociar, todo esto se debe corregir para que se haga una correcta gestión de las asocias de instalaciones.

DIRECCIÓN	INSTALACIÓN	MUNICIPIO	TRANSFORMAD. OR_ORIGEN	TRANSFORMAD. DOR_DESTI	ESTADO	OBSERVACIÓN	FECHA ENVÍO	# REQUERIMIENTO
CR 17 CL 8 A -31	220127008100310000	BARBOSA	136304	9286	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 18 CL 9 -35 (INTERIOR 301)	220128009000350301	BARBOSA	136304	32126	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 8 A CR 18 -4	220118108000040000	BARBOSA	32126	136304	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 8 A CR 18 -4 (INTERIOR 200)	220118108000040200	BARBOSA	32126	136304	EJECUTADO		16/04/2021	88901
177000665525000000	177000665525000000	GIRARDOTA	41949	13993	EJECUTADO		16/04/2021	88901
177000665525000103	177000665525000103	GIRARDOTA	13993	41949	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 57 CL 83 B -53 (INTERIOR 301)	058527003200530301	MEDELLIN	47167	130504	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 97 CR 23 -19 (INTERIOR 201)	059217003000190201	MEDELLIN	38827	38835	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 106 BB CR 23 -89 (INTERIOR 202)	060216223000890202	MEDELLIN	38827	38687	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 96 CR 22 C -21 (INTERIOR 302)	059216002300210302	MEDELLIN	77592	38827	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 55 CL 88 -45 (INTERIOR 138)	058525008000450138	MEDELLIN	135974	28636	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 84 CL 101 CE -10	060824001350100000	MEDELLIN	12115	33209	EJECUTADO		16/04/2021	88901
177000651238501000	177000651238501000	GIRARDOTA	26414	142592	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 57 CL 85 B -76 (INTERIOR 111)	058527005200760111	MEDELLIN	22792	130374	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 58 CL 86 AA -32 (INTERIOR 107)	058528006110320107	MEDELLIN	124449	130374	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 58 CL 86 AA -32 (INTERIOR 208)	058528006110320208	MEDELLIN	124449	130374	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 58 CL 86 AA -32 (INTERIOR 304)	058528006110320304	MEDELLIN	124449	130374	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 57 CL 85 B -76 (INTERIOR 1114)	058527005200761114	MEDELLIN	130374	22792	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 107 CR 87 -124 (INTERIOR 202)	060817007001240202	MEDELLIN	130071	20486	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CL 107 CR 87 -206 (INTERIOR 201)	060817007002060201	MEDELLIN	130071	20486	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 97 CL 79 B -28 (INTERIOR 105)	057927009200280105	MEDELLIN	48067	304482	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 97 CL 79 B -21 (INTERIOR 112)	057927009200210112	MEDELLIN	48067	304482	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 97 CL 79 B -27 (INTERIOR 101)	057927009200270101	MEDELLIN	48067	304482	EJECUTADO		16/04/2021	88901
CR 97 CL 79 B -27 (INTERIOR 201)	057927009200270201	MEDELLIN	48067	304482	EJECUTADO		16/04/2021	88901

Figura 15. Asocias de instalaciones ejecutadas.

De 608 instalaciones identificadas para asociar o desasociar, se han ejecutado 338, los 270 restantes están pendientes de aprobación o son asocias de transformadores ejecutados por redes que solo se asocian en el momento adecuado que es cuando se necesita recuperar energía en la sostenibilidad del transformador para evitar penalizaciones.

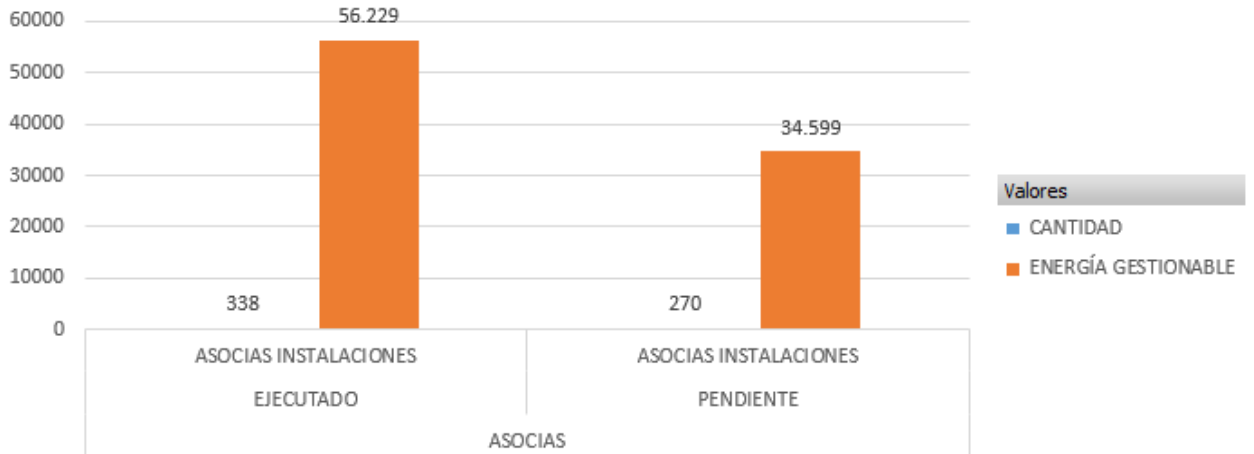


Figura 16. Estado general y energía a recuperar de las asocias de instalaciones.

Al igual que las asocias de alumbrado público, este tipo de asocias recupera siempre energía y requiere de verificación en el terreno, los errores pueden aumentar o disminuir las pérdidas de un transformador, en la Figura 17 se muestra las instalaciones que requieren asociar o desasociar, se estima la cantidad a recuperar o aumentar en perdida de acuerdo con el promedio de consumos que tiene la instalación hasta el día que se ejecuta el requinte.

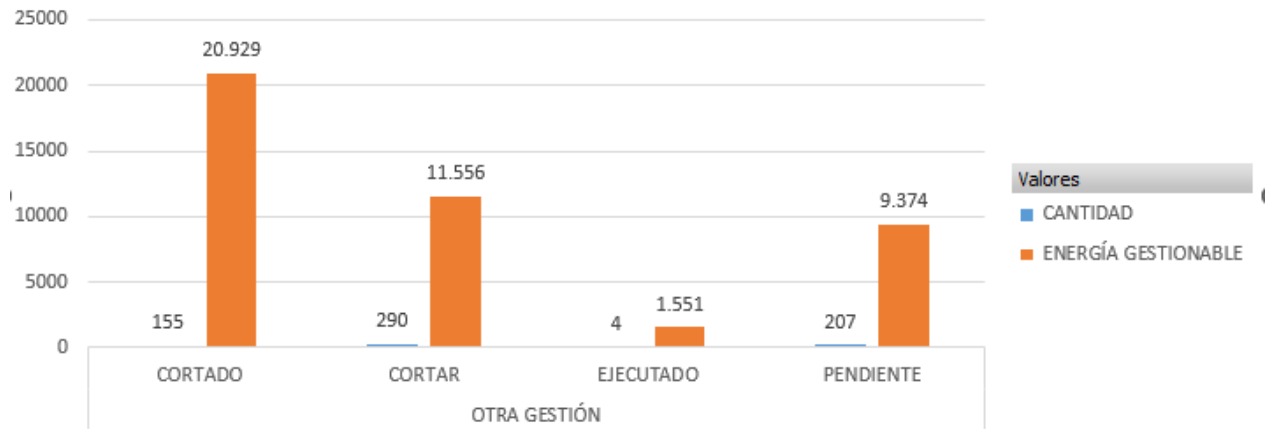
TRAFO INICIAL	NODO INICIAL	RESPONSABLE GESTIÓN ACTIVIDAD	TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	REDES	INSTALACIÓN	ESTADO	ESTADO GENERAL	PEDIDO/RQ UERIMIENTO	CANTIDAD	ENERGÍA CAUSAL	ENERGÍA GESTIONABLE	ENERGÍA NO GESTIONABLE
10175	10175	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 62 D CL 74 -121 (INTERIOR 201)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	46	46	
10175	10175	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 76 CR 62 D -6	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	352	352	
10175	10175	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 62 D CL 74 -34 (INTERIOR 123)	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-15	-15	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 41 F CL 21 C -30 (INTERIOR 101)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	165	165	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 41 F CL 21 C -30 (INTERIOR 201)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	0	0	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 21 C CR 41 -175 (INTERIOR 186)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	0	0	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 21 C CR 41 -175 (INTERIOR 286)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	0	0	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 21 C CR 41 -175 (INTERIOR 286)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	0	0	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 41 F CL 21 B -8 (INTERIOR 202)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	19	19	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 41 F CL 21 B -8 (INTERIOR 302)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	93	93	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 21 C CR 41 -199 (INTERIOR 110)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	48	48	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 21 C CR 41 -199 (INTERIOR 112)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	90	90	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 21 C CR 41 -199 (INTERIOR 208)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	67	67	
131389	46733	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 92 CR 84 -48	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-364	-364	
131216	830760	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 62 D CL 76 -6 (INTERIOR 1128)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	208	208	
131216	830760	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 63 CL 76 -66 (INTERIOR 122)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	1	109	109	
131216	830760	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CR 62 B CL 72 A -129 (INTERIOR 151)	PENDIENTE	PENDIENTE	ALDEBARAN	-1	-130	-130	
136273	812629	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 32 B CR 42 A -40 (INTERIOR 303)	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-65	-65	
136273	812629	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 32 B CR 42 A -47 (INTERIOR 501)	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-102	-102	
136273	812629	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 32 B CR 42 A -47 (INTERIOR 502)	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-31	-31	
136273	812629	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 32 B CR 42 A -47 (INTERIOR 503)	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-126	-126	
132140	23594	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 74 CR 58 -5	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-72	-72	
132140	23594	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	CL 74 CR 58 -11	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	-1	-90	-90	
143144	218443	CMONTOYA	ASOCIAS	ASOCIAS INSTALACIONES	NO	AL 190318203141155201_190318203141155	EJECUTADO	EJECUTADO	404187	1	1240	1240	

Figura 17. Estado de las asocias de instalaciones.

### 1.1.5. Otras gestiones

Este campo incluye las líneas directas que son usadas para alimentar reflectores, alumbrado de imágenes religiosas, tomas disponibles que se usan para conexión de equipos, ventas ambulantes, también cámaras de seguridad, alumbrado de paraderos de buses, amplificadores de

señal de compañías de telecomunicaciones, antenas y semáforos. Se identifican 395 direcciones de referencia de las cuales se han cortado 155 líneas directas y están pendientes por cortar 290, se han asociado 4 fuentes y están pendientes por legalización 207, la *Figura 18* muestra la energía que se puede recuperar, se debe al corte de líneas directas y la legalización las fuentes o antenas, en el caso de las cámaras, semáforos, iluminación de paraderos de buses no corresponde al contrato hacer la gestión para mitigar la pérdida que representan.



*Figura 18. Energía por recuperar de las otras gestiones.*

Es poca la energía que se puede recuperar en este campo, en la *Figura 19* se muestra solo la energía que se puede recuperar y se debe gran parte al corte de líneas directas que alimentan tomas disponibles, reflectores, imágenes religiosas y negocios ambulantes, es frecuente que después de cortar se reconecten y siga la pérdida, es difícil mitigar este fenómeno debido a la gran cantidad de negocios ambulantes y la dificultad que supone encontrar estas líneas directas que incluso esconden dentro del poste.

TRAFO INICIAL	NODO INICIAL	PÉRDIDAS ENCONTRADAS TRAFOS	NO ENCONTRADO	EFFECTIVIDAD DIAGNÓSTICO	RESPONSABLE GESTIÓN ACTIVIDAD	TIPO DE GESTIÓN ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	REDES	INSTALACIÓN	ESTADO	ESTADO GENERAL	PEDIDO/REQUERIMIENTO	CANT
10999	10999	1.647	835	72%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 43 A CL 67 -54 (INTERIOR 101)	EJECUTADO	CORTADO		
7995	7995	2.130	75	97%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 83 CL 95 B -41	EJECUTADO	CORTADO		
130675	41414	1.204	245	86%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 49 CL 99 -85 (INTERIOR 2000)	EJECUTADO	CORTADO		
52119	52119	2.295	947	74%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 96 CR 50 B -56 (INTERIOR 124)	EJECUTADO	CORTADO		
52119	52119	2.295	947	74%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 96 CR 50 B -46	EJECUTADO	CORTADO		
124432	29735	7.913	276	97%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 32 CL 82 -24 (INTERIOR 4000)	EJECUTADO	CORTADO		
124432	29735	7.913	276	97%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 36 CL 82 -71	EJECUTADO	CORTADO		
100985	24312	1.480	19	99%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 47 CL 88 -76	EJECUTADO	CORTADO		
41679	17986	3.542	788	84%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: DIAG 67 C AVDA 43 -53	EJECUTADO	CORTADO		
124622	10119	1.460	353	84%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 47 CL 120 -67	EJECUTADO	CORTADO		
43923	43923	1.720	-3	100%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	CAMARAS	NO	REFERENCIA: CR 95 CL 76 DA -72	EJECUTADO	EJECUTADO	ENVIO EPM	
130554	27243	1.390	0	100%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 68 CR 57 -23	EJECUTADO	CORTADO		
18494	18494	2.130	232	91%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	CAMARAS	NO	REFERENCIA: CL 103 B CR 45 A -61	EJECUTADO	EJECUTADO	envio EPM	
30860	30860	1.330	22	99%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	CARCAMO MANIPULADO	SI	REFERENCIA: CL 70 CR 44 -118	EJECUTADO	CORTADO		
50011	50011	1.070	48	96%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 73 B CL 93 -103	EJECUTADO	CORTADO		
83655	42885	1.800	706	74%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	NCIA-RURAL_139017297015000206_RURAL PA	EJECUTADO	CORTADO		
78168	17124	1.570	31	98%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: AVDA 46 C DIAG 68 -97	EJECUTADO	CORTADO		
49212	22043	993	398	80%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 49 A CR 45 -73	EJECUTADO	CORTADO		
51817	51817	500	814	46%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CL 20 C CR 77 -2 (INTERIOR 201)	EJECUTADO	CORTADO		
40786	801867	600	139	82%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD PARA ALUMBRADO	NO	REFERENCIA: 16505859600000101	EJECUTADO	CORTADO		
51016	51016	1.180	576	72%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD	SI	REFERENCIA: CR 39 E CL 20 E -42 (INTERIOR 105)	EJECUTADO	CORTADO		
60058	60058	1.628	28	98%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD PARA ALUMBRADO	SI	REFERENCIA: DIAG 59 AVDA 40 -0	EJECUTADO	CORTADO		
60058	60058	1.628	28	98%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD PARA ALUMBRADO	SI	REFERENCIA: DIAG 59 AVDA 40 -31 (INTERIOR 1)	EJECUTADO	CORTADO		
60058	60058	1.628	28	98%	FGONZALEZ	OTRA GESTIÓN	LD PARA ALUMBRADO	SI	REFERENCIA: DIAG 59 AVDA 40 -31 (INTERIOR 2)	EJECUTADO	CORTADO		

Figura 19. Estado de otras gestiones.

### 1.1.6. Integradores

Al diagnosticar un transformador se verifica que su macromedidor este en buen estado, al macromedidor se le hace una prueba de energía con el AVM para determinar el error en la calibración de este, el valor debe estar entre el rango de -6 y +6, cualquier valor fuera de este rango indica que el macromedidor debe ser cambiado, también se hace relación de corrientes a los transformadores de corriente para saber si es correcta la constante del transformador, si están desbalanceados o dañados para programar su cambio o actualización de constante pues esto influye en las pérdidas del transformador, una vez el diagnóstico es hecho, se reporta al personal encargado de la macromedida los transformadores que deben ser intervenidos, semanalmente se intervienen alrededor de 50 transformadores, sea porque requieren cambio de macromedidor, TCS o se encuentra anomalías en las conexiones, la normalización está sujeta a la disponibilidad del material necesario.

### 1.1.7. Cambios de tarifa

El personal de diagnóstico al revisar las instalaciones también informa si requiere cambio de tarifa, pasar de tarifa residencial a comercial, se le envía un correo al personal de EPM con la dirección de la instalación, su página y razón social acompañada de una foto (sea una tienda, salón de belleza, etc.) para que se realice el respectivo cambio de tarifa.

Página	Dirección	fecha de envío a EPI
057518001300100000	CL 78 CR 51 C -10 FABRICA DE CAUCHOS	17/08/2022
057519001200150000	CL 79 CR 51 B -15 FABRICA	17/08/2022
057521308000090000	CR 51 C CL 78 -9 TIENDA	17/08/2022
057521308000250000	CR 51 C CL 78 -25 TALLER INDUSTRIAL	17/08/2022
057521308000290000	CR 51 C CL 78 -29 FUNCIONA CDA	17/08/2022
057521308000300000	CR 51 C CL 78 -30 FUNCIONA BODEGA	17/08/2022
057521308000520000	CR 51 C CL 78 -52 FERRETERIA	17/08/2022
057521308000700000	CR 51 C CL 78 -70 TALLER DE MOTOS	17/08/2022

Figura 20. Instalaciones pendientes por cambio de tarifa.



Figura 21. Instalación que requiere cambio de tarifa.

### **Actividad 3: Planeación, control y seguimiento de los trabajos programados de los grupos de trabajo.**

Esta actividad es fundamental para una correcta gestión de un contrato de pérdidas de energía pues afecta la facturación, desde lo que he podido hacer he tratado conocer las dificultades con las que se encuentran el personal de diagnóstico, gestión social y corte, con el fin de mejorar la calidad de la información pues afecta la facturación del contrato debido a que no se reconoce ningún pago por aquellas operaciones de los ítems (Pagados por Unidades) que resulten no efectivas si la actividad no fue realizada, Si es imputable a EPM se reconoce un 30% del valor del ítem, siempre y cuando se cuenten con los debidos soportes que demuestren dicha situación

(registro fotográfico, acta). Para aquellos casos en que se pague por horas, por cada visita fallida se descontará el valor correspondiente a media hora del grupo de trabajo.

EPM no reconoce ningún pago o valor por aquellas operaciones de ítems unidades que resulten no efectivas por las siguientes causas: Orden Público, usuario no permitió realizar la labor, la instalación se encontró sola, nadie atendió, asuntos climáticos, vía cerrada, sin acceso a la instalación y causas imputables al contratista.

Las causas más comunes que he encontrado son direcciones mal referenciadas, no existentes, estados no reales de la instalación, en el caso de la macromedida que no se tenga prevista una suspensión y sin suspensión no se puede ejecutar el trabajo cuando se requiere un cambio de transformadores de corriente, reportes de instalaciones para corte y no se verifica que estado tiene (factura, tiene pedido reprogramado o está pendiente por visita) en estos casos no se puede ejecutar el corte al igual cuando no se encuentra una dirección sea por un mal reporte o mala referenciación, sectores que presentan problemas de orden público y no se envía la cuadrilla con acompañamiento policial, se sabe de antemano que no se podrá ejecutar la actividad; cuando no se tiene en cuenta el tiempo que demora ejecutar un trabajo, sabiendo cuanto demora una ejecución se determina si es más conveniente cobrar por horas o por ítem, estas situaciones se deben tener previstas y deben ser corregidas con el fin de evitar subfacturación.

#### **Actividad 4: Control y seguimiento ANS del contrato CW-99492.**

Hay ANS de varios tipos, corporativos, materiales, ejecución del contrato, sostenibilidad, ejecución y recuperación real de energía, calidad en las actividades, revisiones e información, el no cumplirlos trae sanciones económicas para la empresa, todas estas sanciones se pueden evitar, en la medida de lo posible he procurado que el personal de diagnóstico que es con el que más contacto tengo use todos los elementos de seguridad y sea responsable con el material que llevan (medidores, llaves ep, tornillos ep, sellos de papel, etc.), se les insiste en que hagan un buen trabajo e ingreso correcto de información, un trabajo, revisión o ingreso de información mal realizado, pérdida de material trae consecuencias para la empresa, el usuario y el que ejecuta, todo miembro del contrato debe conocer las ANS y evitarlas en cada momento por el bienestar de la empresa.

#### **Actividad 5: Sostenibilidad de transformadores con altas perdidas.**



Esta es la fase más importante y peligrosa del proceso de reducción de pérdidas de energía, la sostenibilidad de transformadores.

Cuando un transformador de altas pérdidas es diagnosticado, se le proponen trabajos para mitigar pérdidas se lleva a aprobación por parte de la interventoría de EPM, si es aprobado se ejecutan trabajos de redes con el fin de mitigar la pérdida con el compromiso de sostenerlo en el tiempo del contrato con una cantidad de energía acordada, un ejemplo sería un transformador diagnosticado al que le encuentro 2500 kilovatios de pérdida y me comprometo a sostener 2000 y no sostengo esa cantidad sino 1700 tengo que pagar una penalización por esos 300 kilovatios que no puedo sostener al precio actual del kilovatio.

TRAFO	CTO	DIRECCIÓN	MUNIC	U/R	ITEM	DESCRIPCIÓN	UDS	APROBADO	INSTALADO
29301	R11-13	CR 42 B CL 110 CC -26 (INTERIOR 8000 )	MEDELLÍN	U	1	Actividad de chequeo, verificación y normalización de instalación para la gestión	HR	10	0
					101	Retiro de línea secundaria abierta o en cable triplex	ML	12	0
					103	Retiro de caja portabornera	UN	2	0
					125	Instalación de caja (gabinete) para alojar medidores concentrados bicuerpo (m	UN	3	2
					126	Instalación empalme en cable concéntrico.	UN	10	5
					158	Instalación barrera de protección (anillos de chuzos)	UN	1	0
					161	Instalación/cambio de Manta o Cinta para blindaje de red (Cinta anti hurto Armor	UN	4	2
					163	Instalación de cable mensajero SUPER-GX para soportar cables.	ML	20	0
					181	Retiro de línea secundaria aérea en trenza	ML	23	0
					23	Instalación de medidor bicuerpo inalámbrico	UN	11	6
					189	Cambio de dúplex no.18 en luminaria	UN	0	1

Figura 22. Trabajo de redes por ítem para el transformador 29301.

Existen formas para solicitar ser excluido de la sostenibilidad de un transformador cuando no se puede lograr la sostenibilidad por diferentes causas, muchas son ajenas al contrato, en la *Tabla 1* se muestran solicitudes de exclusión de sostenibilidad para algunos transformadores en el primer trimestre del 2022.

Tabla 1. Solicitudes para excluir Transformadores de sostenibilidad.

Identificador	Nodo	Periodo	Motivo	SI/NO	Energía Adeudada
1	812541	2022-02 2022-03	Requerimiento de AP # 311530, ya justificado	SI	6.078
2	54316	2022-01 2022-02 2022-03	Por orden público no se puede cortar línea que va hacia legumbrera ubicada en CL 71 CR 59 -9 (INTERIOR 101). El transformador ya cuenta con la acción 39 desde el 2019.	SI	4.320



3	14010	2022-01 2022-02 2022-03	Excluir, ya que en nueva visita al transformador se evidencia que había que corregir asocias de instalaciones.  Se generó requerimiento # 319865 para su respectiva corrección, el cual ya fue cumplido.	SI	3.117
4	27663	2022-01 2022-02 2022-03	Excluir transformador de los meses de enero y febrero de 2022, ya que fue intervenido el 14-01-2022 por ende, se debe medir desde marzo 2022.	SI	2.547
5	53928	2022-01 2022-02 2022-03	No cumplía por IT malo, se reparó el 20/10/2021  <b><u>Nota: Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta marzo</u></b>	SI	2.385
6	813470	2022-01 2022-02 2022-03	La pérdida se debe a dos instalaciones que surten minimercado <b>LOS GIRALDO</b> (CR 42 B CL 120 -58 (INTERIOR 202) Y CL 121 CR 38 -50), los muchachos del barrio no permitieron revisar (Se visito con supervisor).  <b>Nota:</b> En estos momentos siguen con acometida disponible y el consumo de ambas instalaciones no superan los 100 KWH/mes.  <b>Se propone visitar con interventoría.</b>	SI	2.339
7	31160	2022-02 2022-03	Requerimiento de AP # 310014, ya justificado	SI	1.884
8	47963	2022-01 2022-03	Pedido de ESL 22126628 (1200 KWH/mes) esta observado.	SI	1.513
9	47366	2022-01 2022-02 2022-03	Este transformador fue cambiado por mantenimiento, antes estaba el transformador 111043 e instalaron el transformador 318778 (Que en sistema está DISPONIBLE). Después del cambio dejaron el IT mal conectado con el registro devolviendo.  <b>Fue reparo por MACRO el 02/03/2022. Excluir de los meses enero, febrero, marzo, abril y mayo de 2022</b>	NO	1.498

10	41294	2022-01 2022-02 2022-03	En la instalación CL 50 CR 26 -75 Interventoría no aprobó la revisión y en la instalación CL 50 CR 26 -140 el usuario no permitió cambiar el medidor. Excluir, por 2 Instalaciones que no se pudieron intervenir, 1 porque usuario no permite y otro porque interventoría no aprobó.	SI	1.310
11	46994	2022-01 2022-02	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta febrero</u></b>	NO	1.035
12	27437	2022-01 2022-02 2022-03	Excluir por macro malo, lo repararon el 8-02-2022. Adicional a esto tiene pedido observado 21989365.	NO	768
13	25879	2022-01 2022-02 2022-03	Excluir por problemas en BI, no se observa balance del mes 1 de 2022, adicionalmente por pedido # 21830869 el cual ingreso a facturar apenas el 03/03/2022.	SI	704
14	56559	2022-01 2022-02 2022-03	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta febrero</u></b>	NO	643
15	20962	2022-01 2022-02 2022-03	En este transformador están aumentando las ESL, en la intervención de redes se encontraron 3 ESL, de las cuales se vincularon 2 (1 factura, el otro fue ANULADO por vigencia). Las perdidas están aumentando ya que se encontraron 10 ESL nuevas.	NO	624
16	53018	2022-01 2022-02 2022-03	En visita realizada se evidencia toma disponible para ventas ambulantes donde tienen greca y máquina de granizados, trabajan 18 horas al día (250 KWH/mes). Adicional a esto se encontraron 6 ESL nuevas (1500 KWH/mes). las cuales usuario no ha legalizado y tampoco da información, sector con OP.	SI	595
17	38827	2022-01 2022-02 2022-03	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta febrero</u></b>	NO	529

18	53666	2022-01 2022-02 2022-03	Excluir, ya que pedido # 22114463 esta observado y en los meses 2 y 3 del 2022 está negativo.	SI	515
19	37997	2022-01 2022-02 2022-03	<b>Observación:</b> Este transformador se debe excluir de sostenibilidad, debido a que está pendiente retirar 2 tríplex, 1 para caspete grande y el otro para un montallantas. Dichos pendientes se deben a riesgo eléctrico, ya que hay un reconectador cerca a la secundaria.  <b>Nota:</b> Este caso se visitó con interventoría de EPM (Francisco Ramirez) y supervisor del contrato (Carlos Álvarez), la interventoría quedo con el compromiso de gestionar con el equipo de mantenimiento, el cierre de unas cuchillas para que el reconectador quede des energizado.	SI	503
20	15748	2022-01 2022-02 2022-03	se encontró que manipulan señales de macro para ventas ambulantes, adicional a esto se encontró una energía sin legalizar en la cual cocinan con energía eléctrica pegada de la red y un LD para dos viviendas Instalación notificada en dos ocasiones 12/06/2021 11/02/2022 usuario tira de la línea, es constante. Funciona tienda.	SI	480
21	4123	2022-02	Excluir, ya que pedido # 21889590 ingreso a facturar apenas el 8/03/2022.	SI	432
22	47765	2022-01	Excluir transformador de sostenibilidad, ya que anularon pedido de ESL # 21779198	SI	405
23	25804	2022-01 2022-02	IT reparado reciente	NO	322
24	11140	2022-01	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta febrero</u></b>	SI	287
25	19781	2022-01 2022-02 2022-03	Excluir, ya que 2 usuarios no permiten trasladar ni cambiar los medidores. Interventoría (Johan Ramirez) habló con los usuarios y no pudo llegar a un acuerdo.	SI	280

26	54220	2022-01	Excluir, ya que pedido de ESL realizado el 10-02-2021 entro a facturar el 29-01-2022 (11 meses después).  <b>Nota:</b> Este transformador se presentó a interventoría el 03-03-2022 para una nueva intervención de redes, pero no fue aprobado.	SI	271
27	48467	2022-01 2022-02	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta febrero</u></b>	SI	270
28	813378	2022-01 2022-02	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC desde enero hasta febrero</u></b>	NO	
29	53098	2022-01 2022-02 2022-03	Continua con 2 ESL aun observadas 22194404 22194408	SI	421
30	45395	2022-01 2022-02 2022-03	<b><u>Tiene vinculaciones observadas por ATC pedido</u></b> 22250993	SI	370

En la región norte metropolitano para el primer trimestre que comprende los meses de enero, febrero y marzo del año 2022 se tenía un total de 226 transformadores en el programa de sostenibilidad con una energía adeudada de 15182,64 kilovatios.

Etiquetas de fila	Suma de Energía gestionable	Suma de Energía Recuperada	Suma de E. Adeudada x trafo
NORTE METROPOLITANO	526.240,10	405.809,44	15.182,64
<b>Total general</b>	<b>526.240,10</b>	<b>405.809,44</b>	<b>15.182,64</b>

Figura 23. Gestión sostenibilidad primer trimestre del 2022.

Para los meses de abril, mayo y junio se tenía un total de 278 transformadores, 52 más comparado con el primer trimestre y creció el número de energía adeudada a 30447,27 kilovatios.

Etiquetas de fila	Suma de Energía gestionable	Suma de Energía Recuperada	Suma de E. Adeudada x trafo
NORTE METROPOLITANO	762.361,10	579.441,61	30.447,27
<b>Total general</b>	<b>762.361,10</b>	<b>579.441,61</b>	<b>30.447,27</b>

Figura 24. Gestión sostenibilidad segundo trimestre del 2022.

Se debe a razones como el crecimiento en número de las energías sin legalizar que es la mayor causa de pérdida en los transformadores y está el hecho de que la gran mayoría de usuarios saben que por distancias de seguridad no les pueden legalizar la instalación y se pegan de la red, falta de un programa exhaustivo de cortes a las instalaciones que no facturan pues el usuario busca más fácil la legalización o compartir energía cuando se le corta varias veces, esto se ha comprobado en los meses de julio y agosto. Toda instalación que no se quiera vincular en el diagnóstico, se corta, gestión social hace visita para buscar una vinculación, en caso de no querer vincularse se reporta para corte.

El éxito del contrato de pérdidas de energía en la región norte metropolitano está en la gestión social y los cortes, es la región que más cantidad de conexiones ilegales presenta y los usuarios tienen gran conocimiento de formas para conectarse a la red, es importante convencer al usuario de que se legalice cuando se puede, es más fácil controlar un usuario legalizado que uno no legalizado, pues la actividad del usuario legalizado se ve en sistema y no hay personal para hacer presión constante al usuario no legalizado por la cantidad de conexiones ilegales que se reportan a diario.

#### **Actividad 6: Pérdidas no técnicas de energía, visión global.**

Debido a que hay muchas formas para extraer energía de forma ilegal de la red, se cree que el hurto de energía representa la mayor casusa de NTL, El total mundial anual estimado por hurto de energía supera los \$25 mil millones.

En Europa, excepto Reino Unido, las NTL incluyen hurto, consumo no registrado, suministros no medidos como el alumbrado público y errores de medición, facturación y procesamiento de datos (incluidos lapsos de tiempo entre las lecturas del medidor y el cálculo estadístico)

Las pérdidas totales en el sistema de distribución oscilan entre el 2,3 % (Suecia) y el 11,8 % (Polonia), 13,5% (Rumania). El 19% de la energía utilizada en Turquía es ilegal.

En España, se estima que entre el 35% y el 45% de las NTL se deben al fraude.

Empresas de servicios públicos en el Reino Unido enumeran los tipos de NTL que han encontrado como conexiones ilegales, medidor manipulado, suministros no medidos o estimaciones incorrectas y errores de facturación por registro incorrecto de los consumos. Pérdidas totales en las redes se estimaron en 5,8% a 6,0% en el periodo 2009-10.

En países como México las conexiones ilegales a la red son prevalentes con pérdidas reportadas de 475 millones de dólares anuales, se han tomado medidas gubernamentales para prevenir las conexiones ilegales. En estados unidos se tiene una tasa del 1% de alteración de medidores que representa una pérdida de 7,967,279 dólares, esto ocurre en clientes comerciales, en general el hurto de energía y de equipos de la red cuesta unos 6.000 millones de dólares al año.

En 2006, el sector eléctrico brasileño perdió el 15,3% de su oferta interna de energía; las pérdidas no técnicas solo pueden superar el 25% en algunos casos.

Otra estimación es que el 7,3% de la energía suministrada a los sistemas de distribución representa NTL, con un costo de alrededor de \$ 1.76 mil millones anuales.

Los componentes de las NTL en Brasil, obtenidos en un estudio son los fraudes, errores en la medición y equipos defectuosos, reconexión ilegal por parte de ex consumidores.

China y Vietnam generalmente tienen niveles relativamente bajos de pérdidas, pero no hay detalles disponibles.

Las cooperativas urbanas en Filipinas no funcionan tan eficientemente como podrían, pero las empresas de servicios públicos privadas funcionan razonablemente bien. El sistema de electricidad privatizado de Malasia y de Tailandia tienen pérdidas totales de alrededor del 11%.

Las pérdidas totales superan el 30% en Pakistán. Las pérdidas totales superan el 20% en Bangladesh, el 14% se debe a NTL.

Indonesia estimó las pérdidas por robo en un 7%, las empresas de energía tailandesas y malayas consideran que el robo de electricidad es la principal fuente de NTL, incluye la manipulación de medidores, vandalismo o conexiones ilegales, se estima que los NTL rondan el 15 % en la península de Malasia. Las conexiones ilegales ocurren en barrios marginales con presencia de ventas ambulantes y pequeños comercios, en la *Tabla 2* se resume la información [5].

*Tabla 2. Volumen de pérdidas no técnicas de energía en el mundo.*

Europa	<p>Las pérdidas totales de distribución oscilan entre el 2,3 % (Suecia) y el 11,8 % (Polonia), con Rumanía (13,5 %) y Turquía (19 % debido únicamente al robo) son valores atípicos.</p> <p>Un ejemplo de un caso atípico extremo es una aldea en Rumania que tenía pérdidas del 84%; estos se redujeron posteriormente al 26,1% (9,7% del cual eran pérdidas técnicas).</p>
Asia	<p>India: las pérdidas totales varían significativamente entre las empresas de servicios públicos y las estimaciones van del 11% al 58%.</p> <p>Pakistán: más del 30% de las pérdidas totales.</p> <p>Bangladesh: más del 20% de las pérdidas totales.</p> <p>Indonesia: 7% de pérdidas por robo.</p> <p>Península de Malasia: las estimaciones varían del 11 al 15 % de NTL.</p> <p>El sistema público de Tailandia tiene pérdidas totales de alrededor del 11%.</p>
América central y norte	<p>Particularmente el robo de energía es bien conocido en México, no se ha publicado el porcentaje real de pérdida que representa. El costo anual se estima en \$475 millones.</p> <p>En EEUU no se sabe el porcentaje de pérdida, los costos probablemente ascienden a miles de millones de dólares anuales.</p>

América del sur	Brasil: un valor estimado de 7,3% a 25% de la energía suministrada se pierde debido a NTL. Chile: redujo sus pérdidas totales de un 22% a un 5%.
Medio oriente y África	Subsahara: solo se paga el 50% del consumo de electricidad. el 7% de la energía producida en Sudáfrica se pierde debido al robo, Más del 50% de los clientes comerciales de una empresa de servicios públicos de Sudáfrica alteraron sus medidores. Senegal: 21% pérdidas totales. Uganda pierde alrededor de \$30 millones al año debido al robo de electricidad. Jordania: las pérdidas totales de distribución están en el rango de 12 al 14%.

En conclusión, la medición de las pérdidas es un paso previo necesario para evaluar la realidad de las pérdidas y para centrarse en áreas con altos niveles de pérdida, se debe incentivar para que se produzca una reducción de perdidas realista, sistemas de medida adecuados, la electrificación de áreas previamente no electrificadas (donde se conocen conexiones ilegales) también ha tenido buenos resultados debido a que muchos clientes ahora pagan por el uso de la electricidad y esto se puede comparar con el barrio el pinar de bello donde hay instalaciones que facturan, instalaciones vinculadas pendientes por visita y continuamente se hacen mejoras en la red.



## VII. CONCLUSIONES

Un contrato de pérdidas de energía exige una evaluación constante de sus miembros, procurando tener siempre calidad en la información y actividades realizadas para evitar sanciones, accidentes e incumplimiento de metas.

Perdidas siempre habrá, difícilmente se acabe la cultura de la ilegalidad en el país, pero con métodos adecuados se pueden minimizar las pérdidas de los transformadores.

El programa de gestión social y cortes es crucial en un proceso de reducción de perdidas donde el mayor porcentaje corresponde a energía sin legalizar.

Se debe incentivar a los ciudadanos a hacer uso de la energía de forma íntegra, procurar tener una buena relación con el cliente, así es más fácil convencerlo de que legalice la instalación.

## REFERENCIAS

- [1] G. Villa Aguirre. "GERENCIA DEL MANTENIMIENTO PARA LA REDUCCIÓN, EL CONTROL Y EL SOSTENIMIENTO DE NIVELES ÓPTIMOS DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN". [https://www.grupo-epm.com/site/Portals/1/biblioteca\\_epm\\_virtual/tesis/gerencia\\_del\\_mantenimiento\\_para\\_la\\_reduccion\\_el\\_control\\_y\\_el\\_sostenimiento\\_de\\_niveles.pdf](https://www.grupo-epm.com/site/Portals/1/biblioteca_epm_virtual/tesis/gerencia_del_mantenimiento_para_la_reduccion_el_control_y_el_sostenimiento_de_niveles.pdf) (accedido el 16 de julio de 2022).
- [2] EPM. "Sostenibilidad". <https://cu.epm.com.co/institucional/sostenibilidad> (accedido El 17 de Julio de 2022).
- [3] GRUPO EPM. "ANEXO TÉCNICO". <https://energiacaribemar.co/wp-content/uploads/2022/05/Anexo-Técnico-Aseguramiento-de-Red.pdf> (accedido el 17 de julio de 2022). Colombiano de Normas Técnicas y Certificación [ICONTEC]. "*Código eléctrico colombiano NTC2050*". Colombia, Mar. Nov. 25, 1998. Accedido en Jul. 10, 2021. [ En línea]. Disponible en: [https://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc\\_20500.pdf](https://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc_20500.pdf)
- [4] CREG. "CONSULTORÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN PRESENTES EN EL SIN Y DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE PLANES DE REDUCCIÓN Y/O MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA". [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/eca47f5da25064ce0525785a007a7202/\\$FILE/CIRCULAR057-2009%20ANEXO%203.PDF](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/eca47f5da25064ce0525785a007a7202/$FILE/CIRCULAR057-2009%20ANEXO%203.PDF) (accedido el 17 de julio de 2022).
- [5] W. G. o. L. R. CIRED WG CC-2015-2. "Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks". Cired. <https://www.cired.net/files/download/188&cd=2&hl=es-419&ct=clnk&gl=co> (accedido el 1 de septiembre de 2022).