

**METODOLOGÍA PARA DIAGNOSTICAR LAS
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (PNT) DE LA
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DICEL S.A ESP.**



**INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PAMPLONA**

**METODOLOGÍA PARA DIAGNOSTICAR LAS
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (PNT) DE LA
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DICEL S.A ESP**

AUTOR

GLORIA CUERO GONZALEZ

DIRECTOR:

PHOL ROJAS PATIÑO.

Ingeniero Electricista

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES**

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

PAMPLONA

“Tu tiempo es limitado, de modo que no lo malgastes viviendo la vida de alguien distinto. No quedes atrapado en el dogma, que es vivir como otros piensan que deberías vivir. No dejes que los ruidos de las opiniones de los demás acallen tu propia voz interior. Y, lo que es más importante, ten el coraje para hacer lo que te dicen tu corazón y tu intuición”

Steve Jobs

DEDICATORIA

A Dios en primer lugar por darme la capacidad para superar cada uno de los obstáculos que se presentaron a lo largo del camino, por brindarme sabiduría y su bendición para lograr el objetivo.

A mi madre María Isabel González por ser mi motor, por ser quien siempre estuvo a mi lado en cada tropiezo y dificultad e incluso cuando parecía tornarse imposible el camino a la meta. Este logro se lo dedico a ella por los valores que me inculcó día a día, por ser la fuerza y la roca que me sostiene. Ahora y siempre infinitas gracias madre.

A las personas que de una u otra forma colocaron su grano de arena y a quienes ayudaron a cosechar el mayor de los frutos, en especial a mi hermano, amigo, esposo, cómplice Alberto Villero Gómez por siempre hacerme sentir como en casa.

AGRADECIMIENTO

A Dios, mi madre, amigos, profesores, compañeros y a todas las personas que confiaron y reforzaron mis habilidades y capacidades ayudando a que culminará mi carrera profesional, a aquellos que me dieron consejo y apoyo en los momentos adecuados.

A mi madre, por no permitirme desfallecer ni sucumbir ante la adversidad, gracias madre por impulsarme y permitirme hacer realidad nuestro sueño, el que siempre habíamos compartido, a mis familiares que creyeron en que lograría el objetivo y me apoyaron en este proceso de superación personal, infinitas gracias.

Agradezco a mi alma mater la universidad de pamplona y todo el cuerpo de docentes por abrir espacios pedagógicos de formación y preparación que me permitieron formarme como profesional de alto valor para los retos que se presentan en el mundo laboral actual.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	GENERALIDADES.....	14
1.1	OBJETIVO GENERAL.....	14
1.2	OBJETIVO ESPECÍFICOS.....	14
1.3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	15
1.4	ACOTACIONES.....	16
2	MARCO REFERENCIAL.....	17
2.1	MARCO TEÓRICO.....	17
2.1.1	MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	17
2.1.2	PRINCIPALES ENTES DE LA CADENA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	19
2.1.3	PERDIDAS EN LA DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	31
2.1.4	PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	31
2.1.5	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	37
2.1.6	COMPONENTES DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	43
	CONCEPTO.....	44
2.1.7	IMPACTO DE LAS PÉRDIDAS.....	44
2.1.8	EQUIPOS PARA EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS.....	45
2.1.9	EL ENFOQUE DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	48
2.2	MARCO INSTITUCIONAL.....	70
2.2.1	DICEL S.A ESP.....	70
2.2.2	Misión.....	70
2.2.3	Visión.....	71
2.2.4	Política de calidad.....	71
2.3	MARCO CONTEXTUAL.....	73
2.4	MARCO LEGAL.....	74
2.4.1	LEY 142 DE 1994.....	74
2.4.2	COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG.....	75
2.4.3	CONTRACTO DE CONDICIONES UNIFORMES DISEL S.A.E.SP. 81	
3	METODOLOGÍA.....	86

3.1	Etapas	86
3.2	Enfoque Metodológico.....	87
3.3	Contexto de la investigación	87
3.4	Hipótesis	87
3.5	Instrumentos	88
4	RESULTADOS.....	89
4.1	ANÁLISIS DE LA EXPLORACIÓN.....	89
4.2	Determinación de antecedentes y causas comunes de PNT.....	96
4.2.1	Evaluación y análisis de la documentación de los casos de pérdidas no técnicas presentados anteriormente en la empresa.....	96
4.2.2	Metodología de Diagnóstico y corrección de pérdidas no técnicas de energía.....	101
5	CONCLUSIONES	108
6	BIBLIOGRAFÍA	109

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Esquema de Mercado de la Energía Eléctrica</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2. Entes que componen el Sistema interconectado nacional.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3. Diagrama general de distribución.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 4. Esquema metodológico de detección de pérdidas no técnicas.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 5. Ajuste de energía. Fuente decreto 387</i>	<i>43</i>
<i>Figura 6. Esquema de medición de consumos. Fuente DICEL S.A.</i>	<i>45</i>
<i>Figura 7 Conexión medición Semi-directa. Fuente Autor</i>	<i>45</i>
<i>Figura 8. Etapas de la reducción de pérdidas</i>	<i>48</i>
<i>Figura 9. Propuesta de ventana principal de herramienta CEGM</i>	<i>91</i>
<i>Figura 10. Visual de Propuesta de herramienta CEGM</i>	<i>91</i>
<i>Figura 11. Ventana extendida de la matriz activa y reactiva.</i>	<i>92</i>
<i>Figura 12. Opción 2, Ventana de la matriz activa y reactiva.</i>	<i>92</i>
<i>Figura 13. Opción 2, Ventana extendida de matriz de energía activa y reactiva</i>	<i>93</i>
<i>Figura 14. Resultados que entrega la nueva herramienta.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 15. PMV Herramienta CEGM.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 16. Grafico estadístico de causas de pérdidas no técnicas.....</i>	<i>96</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Definición de fuentes de energía según la ley 1715 de 2014.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 2. Capacidad efectiva promedio por tipo de generación.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 3. Conglomerado de Líneas de transmisión por gente operador.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 4. Clasificación de pérdidas.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 5. Condiciones de pérdida no técnica.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 6. Fases de la evolución del fraude.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 7. Fases del proceso de normalización del servicio.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 8. Conteo de causas de pérdidas no técnicas.....</i>	<i>96</i>

GLOSARIO.

Acometida: Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificio de propiedades horizontales o condominios, y en general en unidades inmobiliarias cerradas la acometida llega hasta el registro de corte general.

Acta de inspección técnica: Documento diligenciado por un funcionario o contratista autorizado por DICEL S.A. E.S.P. en el que se consigna el estado y las características de la acometida, instalaciones eléctricas, de los equipos de medida o de control, de los sellos de seguridad y demás elementos utilizados en el predio del usuario necesarios para la correcta prestación y medición del servicio suministrado.

Circuito: Es la red o tramo de la eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de la subestación, de un transformador de distribución o de otra carga y suministra energía eléctrica a un área específica. Cuando un circuito tenga varias secciones o tramos, cada uno de ellos se considera como un circuito.

Cliente no Regulado: Persona natural o jurídica con una demanda máxima definida, por la resolución CREG 038 por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

Cliente Regulado: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la resolución CREG 038.

Código Eléctrico Nacional: Conjunto de normas técnicas y de seguridad que rigen las instalaciones eléctricas del país.

Conexión: conjunto de actividades mediante las cuales se realiza la derivación de la red local de energía eléctrica hasta el registro de corte del servicio de un inmueble y la instalación del medidor. La conexión comprende la acometida y el medidor, la instalación interna no forma parte de la conexión.

Consumo: Cantidad de kilovatios-hora (KWh) de energía activa o reactiva (KVARh), recibidas por el usuario en un periodo determinado leídos en los equipos de medición respectivos, o calculados mediante la metodología oficial establecida.

Consumo Anormal: consumo que al compararse con los promedios históricos de un mismo cliente o con los promedios del consumo del cliente con características similares presentan desviaciones significativas de acuerdo con los parámetros establecidos por la empresa en el presente contrato.

Consumo Medido: Es el que se determina basado en la diferencia entre la lectura actual y la lectura del período anterior registrada por el medidor, o en la información de consumos que esté registre. Cuando el equipo de medida sea de tipo indirecto o semidirecto la diferencia entre lectura se multiplica por un factor o factores correspondiente para calcular el consumo.

Consumo no Autorizado: Es el consumo realizado a través de una acometida no autorizada por DICEL S.A.E.S.P o por la alteración de las conexiones o de los equipos de medición o de control o del funcionamiento de tales equipos o por fraude en las en los mismos impidiendo que dicho consumo se ha registrado por el medidor.

Consumo no Registrado: Es el consumo del cual se ha beneficiado un suscriptor y que no ha sido cobrado por la empresa ya sea por intervención en los equipos de medida control o conexión por error u omisión de la empresa o cualquier otra causa de las enunciadas en el presente contrato.

Consumo Promedio: Es el que se determina basado en el consumo histórico de los últimos seis períodos del consumo mensual normal.

CREG: comisión de regulación de energía y gas.

DICEL S.A.E.S.P: Distribuidora y comercializadora de energía eléctrica sociedad anónima empresa de servicios públicos.

Energía Activa: Energía eléctrica susceptible de transformarse en otras formas de energía.

Energía Reactiva Inductiva: Es la energía eléctrica utilizada para magnetizar los transformadores y motores y otros aparatos que tienen bobina no se puede transformar en energía útil.

Factor del Medidor: Es el número por el cual hay que multiplicar la diferencia de lecturas que registran los medidores para obtener el consumo real de un período determinado este número corresponde a la relación de transformación de los formadores de corriente o de potencia, esto sólo se aplica para instalaciones con medición semi directa o indirecta.

Factor de Utilización: Es el porcentaje de tiempo de uso de energía eléctrica en una instalación cualquiera durante el día está determinado por cada caso por el nivel de carga promedio de la clase de servicio y el estrato socioeconómico.

Frontera Comercial: Punto de conexión entre agentes a la red del sistema de transmisión nacional y los sistemas de transmisión regional o los sistemas de distribución local son los puntos del consumo de energía de los usuarios atendidos por comercializaciones.

Recuperación de Energía: Valor de energía que el usuario ha consumido y no ha cancelado por causas de un registro parcial de los equipos de medida o una ausencia de registro y que la empresa tiene derecho a cobrar.

Sellos: Elementos o sistema de seguridad instalado en los equipos de medida para protegerlo contra interferencias.

Tele medida: Conjunto de elementos que permiten integrar y controlar de manera remota el equipo de medida a través de un sistema de comunicaciones alámbrico o inalámbrico como líneas telefónicas o celular entre otros.

RESUMEN.

Este proyecto presenta el diseño y las estimaciones de la aplicación de la metodología para el diagnóstico de las pérdidas no técnicas de la comercializadora y distribuidora de energía DICEL. S.A.E.S.P.

Esta metodología se consolida como una opción óptima en los procesos de determinación de las diferentes anomalías en el servicio de energía y el consumo de las diferentes fronteras que manejan DICEL. S.A.E.S.P.

El consenso de actividades de diagnóstico, indagación y estimación del comportamiento que presentan y presentaron distintos usuarios permitió consolidar una serie de indicaciones y pasos que permitirán de forma general y óptima la detención de actividades fraudulentas y problemática de índole técnica en los sistemas de distribución.

Palabras claves:

Perdidas no técnicas, Consumo eléctrico, frontera comercial, CREG, Energía activa, Energía reactiva, comercializador, distribuidora.

ABSTRACT.

This project presents the design and estimates of the application of the methodology for the diagnosis of the non-technical losses of the DICEL energy distributor and distributor. S.A.E.S.P. This methodology is consolidated as an optimal option in the determination processes of the different animals in the energy service and the consumption of the different borders that DICEL manages. S.A.E.S.P. The consensus of activities of diagnosis, investigation and estimation of the behavior presented and presented by different users allowed to consolidate a series of indications and steps that will allow a general and optimal way to stop fraudulent activities and problems and problems of a technical nature in the distribution systems.

Keywords:

Non-technical losses, Electricity consumption, Commercial frontier, CREG, Active energy, Reactive energy, Marketer, Distributor.

1 GENERALIDADES

1.1 OBJETIVO GENERAL.

- Diseñar una metodología para diagnosticar las pérdidas no técnicas de la comercializadora y distribuidora de energía eléctrica DICEL S.A ESP.

1.2 OBJETIVO ESPECÍFICOS.

- Diagnosticar las posibles causas por la cual se están presentando las pérdidas no técnicas en la empresa.
- Indagar las diferentes consecuencias interpuestas por la empresa ante la detención de una pérdida no técnica.
- Proponer una estrategia que pueda ayudar a disminuir las pérdidas no técnicas.
- Estimar la reducción de las pérdidas no técnicas en la empresa con la aplicación de la nueva metodología de detección de presentadas anteriormente.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.

DICELS.A ESP es una compañía colombiana distribuidora y comercializadora de energía eléctrica con capacidad para suplir la demanda en todo el territorio nacional, manejando un amplio portafolio de servicios que personaliza según las necesidades de cada uno de sus clientes.

DICEL S.A ESP nace con el objetivo de tomar acciones concretas encaminadas a participar en el mejoramiento de las condiciones de prestación del servicio de energía a los industriales de la región a través del que denominaron “Frente Energético del Comité Empresarial del Valle”.

En la actualidad la mayoría de los casos de PNT en DICEL S.A ESP se han manejado con modelos heterogéneos y aunque están debidamente justificados, para mejorar los índices de la empresa, la prestación y calidad del servicio en un mercado eléctrico exigente, así como el sustento de las buenas relaciones con los clientes de la compañía, es evidente la necesidad de generar una metodología óptima y homogénea para el diagnóstico de PNT de energía en los sistemas secundarios.

Las estadísticas de la empresa muestran que las PNT son un problema de suma importancia, debido a que los porcentajes de las mismas son elevados y se dan debido a situaciones, como la manipulación ilegal del sistema de medición o debido a la mala praxis en los procesos de recaudo y venta de energía.

la aplicación de metodologías heterogéneas en el diagnóstico del incremento de estas pérdidas afecta directamente a la empresa, en el marco socioeconómico, en futuras inversiones y aumenta la necesidad de racionalizar el uso de la energía.

la afectación que producen las PNT en la economía de la empresa trae consigo la falta de inversión en el mantenimiento y actualización de los sistemas de distribución y comercialización, además conduce a un deterioro en la calidad de servicio y es un factor determinante en el incremento de las pérdidas técnicas. Es importante disminuir las PNT para reducir el volumen de energía que la Compañía debe adquirir para satisfacer la demanda y así minimizar la energía que deja de facturar.

1.4 ACOTACIONES.

- El presente trabajo aporta una posible solución a la compañía, que pueda mitigar las PNT en el menor tiempo posible.
- El estudio para proponer esta metodología se rige por el contexto de la empresa DICEL SA ESP.
- La aplicación o no de la metodología propuesta en este trabajo en el contexto de la empresa será determinado por las directivas.
- el cuarto objetivo específico del presente proyecto se ve limitado por razones de tiempo con la generación de la metodología sin embargo se realizaron estimaciones teóricas del beneficio que traería la implementación de la misma en comparación con casos PNT presentadas anteriormente en la empresa.
- La información plasmada en este documento está sujeta a restricciones del manejo externo de la información ligada a la operación y funcionamiento de la empresa.

2 MARCO REFERENCIAL

2.1 MARCO TEÓRICO.

2.1.1 MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

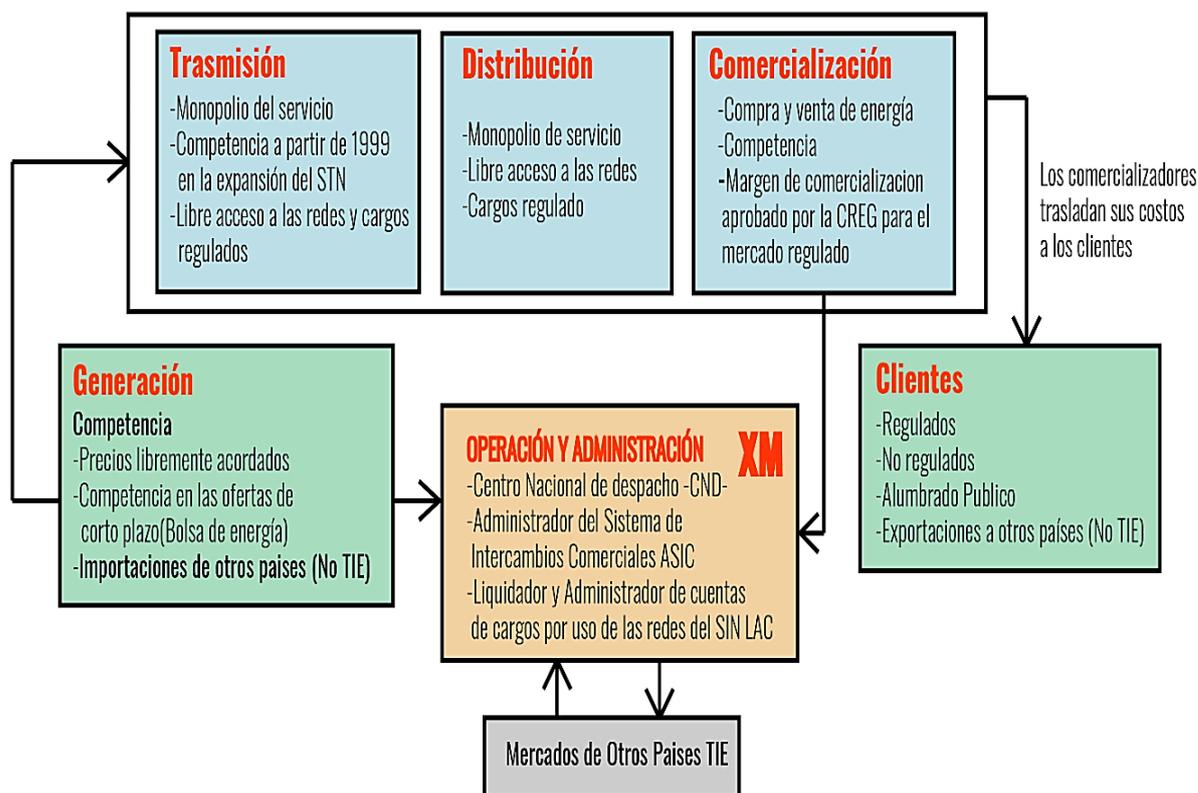


Figura 1. Esquema de Mercado de la Energía Eléctrica

La energía eléctrica posee una gran importancia en el desarrollo económico y social en la sociedad de un país, la variabilidad de los recursos ha llevado a tener una diversidad de fuentes de generación eléctrica por medio de fuentes alternativas y tradicionales que contribuye al abastecimiento de energía a la población en general.

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover y mantener activa la competencia entre las empresas generadoras el mercado permite la participación de agentes económicos tanto públicos como privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de

común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado. La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-.

El mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la reforma Eléctrica (leyes 142 y 143 de 1994) en el cual participan los entes generadores, las empresas encargadas de la transmisión, los propietarios de las redes de distribución, las compañías frontales al cliente o comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados. El ente regulador para el mercado colombiano es la CREG y es este quien establece las reglas aplicables a este mercado.

El mercado se divide en dos segmentos: mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (corto plazo). La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 KWh/mes).

La bolsa de energía (mercado de corto plazo) es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

Los comercializadores son los que atienden usuarios y les prestan el servicio de facturación. Les pueden vender a los usuarios no regulados a precios libres y los otros a precios regulados. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del estado.

Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo.

Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del cargo por confiabilidad cuyo pago depende del aporte que la energía que cada generador aporta a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

El sector eléctrico se dividió para enfocarse en desarrollar los elementos de generación, transmisión y distribución de la energía.

2.1.2 PRINCIPALES ENTES DE LA CADENA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA.

En el SIN participa toda la cadena productiva: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores, quienes conforman el Mercado de Energía Mayorista colombiano.

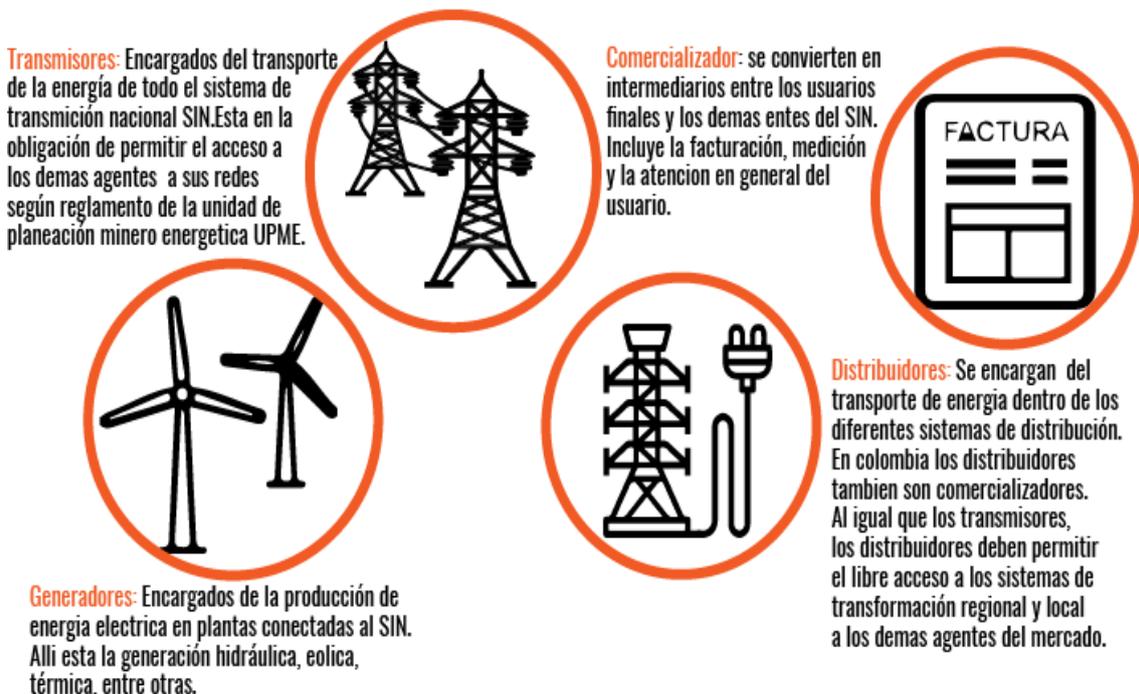


Figura 2. Entes que componen el Sistema interconectado nacional

Si bien el SIN es un conjunto de líneas y subestaciones que transporta la energía desde las plantas de generación a las subestaciones de transformación y finalmente abastecen a todo el país. Este sistema está conformado por el Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional y con él es posible integrar todos los recursos energéticos y así lograr que una región le suministre a otra.

Actualmente alrededor de 19 empresas producen el 93% de la energía del país. Además, una decena son transmisoras de energía eléctrica. Su capacidad es de casi 15.000 megavatios, aunque se consumen solo consumen 10.000 megavatios y puede variar de acuerdo al clima, pues el sistema es 65% hidráulico mientras que el 22% es carbón y tan solo 7% gas.

2.1.2.1 Generadores

La CREG define como agente generador a cualquier persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con

cualquier otra actividad del sector eléctrico. (Fuente: R. CREG-128-1996; Art. 2 - R. CREG-042-1999; Art. 1).

Tabla 1. Definición de fuentes de energía según la ley 1715 de 2014

FUENTES PARA GENERAR ENERGÍA			
CONVENCIONAL		NO CONVENCIONAL	
Energía	Fuente	Energía	Fuente
Térmico	Carbón Gas natural Combustibles líquidos.	Biomasa	Materia orgánica
		Mareomotriz	Fenómenos naturales marinos como la marea
		Hidroeléctrica pequeña	Cuerpos de agua a pequeña escala
		Eólica	Movimiento de la masas de aire
		Geotérmica	Calor del subsuelo terrestre
Hidráulica	Agua represada	Solar	Sol
	A filo de agua	Cinética	El ser humano

La energía eléctrica puede generarse a partir de diferentes fuentes. En Colombia debido a la disponibilidad de recursos energéticos primarios las fuentes de generación más utilizadas son:

- **Hidráulica:** es producida gracias aprovechamiento de la energía cinética del agua acumulada en un embalse, para mover unas turbinas y generar energía eléctrica. Es un tipo de energía renovable.
Colombia al ser un país con un potencial eléctrico enorme gracias a sus ecosistemas aptos para la utilización de estas fuentes de energía primarias ha sido foco de diferentes proyectos hidroeléctricos, afectando notablemente la dinámica de sus ecosistemas y de las comunidades que habitan en estos.
- **Biomasa:** es un tipo de energía renovable procedente del aprovechamiento de la materia orgánica (plantas, animales, etc.) que mediante un proceso termoquímico y termoeléctrico es convertida en energía eléctrica. Existen diferentes tipos de biomasa como el bagazo, biogás, biodiesel, etc.
El potencial energético de la biomasa en Colombia está estimado en unos 16 GWh al año. Los últimos estudios apuntan que las producciones de bagazo de caña (estimada en 1,5 millones de toneladas anuales), la cascarilla de arroz (con 457.000 toneladas al año) y el fruto de palma de aceite presentan grandes posibilidades en el desarrollo de la biomasa en Colombia. Las zonas más adecuadas para generar esta energía son los Santanderes, los Llanos Orientales y la Costa Atlántica.
- **Solar:** es obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. Es un tipo de energía renovable que genera energía eléctrica por medio de un proceso fotovoltaico o

termoeléctrico. Existen diferentes tipos de energía solar como la fotovoltaica o la termosolar (también llamada solar térmica).

La ley 1715 de mayo de 2014 que fue aprobada en Colombia, busca promover el uso de energías renovables en el país, debido a su posición geográfica Colombia, ubicado en la zona ecuatorial, el país cuenta con radiación solar constante en determinadas zonas del territorio, uno de los elementos claves para convertirse en generador de energía solar. Este efecto puede durar las 12 horas al día, registrando incluso los índices más altos a nivel mundial.

- Combustible fósil: es un tipo de energía no renovable, obtenida por fuentes fósiles como los líquidos (fuel-oíl, ACPM, jet A1) que son derivados del petróleo, gas, carbón y mezcla (gas-jet A1). Estos combustibles al pasar por un proceso termoquímico y termoeléctrico son convertidos a energía eléctrica. Este tipo de energía es comúnmente denominada en Colombia como energía térmica.
- Eólica: es obtenida a partir del aprovechamiento de las corrientes de aire (viento) que permiten el movimiento de las palas de un aerogenerador para la generación de energía eléctrica. Es un tipo de energía renovable que ha sido muy desvalorada y poco explorada en Colombia, Localmente, según el Mapa Eólico de Colombia de 2006, se destacaron 16 lugares de Colombia donde las intensidades del viento son importantes para el aprovechamiento del recurso eólico , algunas de estas zonas podrían producir hasta 400Mwh.

La generación también se puede clasificar según su principal actividad productiva como:

- Cogeneración: proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.
- Autogeneración: proceso de producción de energía eléctrica cuya actividad principal es atender el consumo propio y que puede entregar sus excedentes de energía al Sistema Interconectado Nacional.
- Generación: proceso de producción de energía eléctrica cuya actividad principal es la generación de energía eléctrica. En esta clasificación se encuentran las plantas menores que por definición, tienen una capacidad instalada inferior a 20 MW y se excluyen de ésta, los autos generadores y cogeneradores.

Colombia cuenta con plantas de generación hidráulica, térmica y eólica, tanto a gran escala como a pequeña, geográficamente las plantas de generación eléctrica del sistema interconectado eléctrico se encuentran concentradas en la

región noroeste y centro del país, obedeciendo a la disponibilidad de los recursos energéticos primarios y a la localización de la demanda.

Tabla 2. Capacidad efectiva promedio por tipo de generación.

CAPACIDAD EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN	
TIPO/COMBUSTIBLE	CAPACIDAD/EFFECTIVA (MW)
DESPACHADAS CENTRALMENTE	
Hidráulica	10,974.00
Térmica	5,088.00
NO DESPACHADAS CENTRALMENTE	
Autogenerador	49.64
Cogenerador	149.00
Eólica	18.42
Hidráulica	860.57
Térmica	179.96
TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA NETA	17,319.59

Proceso de despacho de la energía eléctrica

El despacho es la programación de la generación para cubrir la demanda esperada, de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límites que tiene el sistema como son los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades y las restricciones.

Las variables más relevantes y restricciones para la asignación del despacho son las siguientes:

- **Ofertas de precio:** las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros \$/MWh) por cada recurso de generación.
- **Ofertas de precio de arranque y parada:** las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses de diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio de arranque - parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (US\$) por cada recurso de generación.
- **Disponibilidad de un generador:** las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas la máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que un generador puede suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado.
- **Configuración de rampas:** diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de Energía deberán informar el combustible

y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.

- **Declaración de mínimos obligatorios:** los recursos de generación que se encuentran autorizadas para declarar generación mínima obligatoria en la oferta diaria, bien sea por limitaciones de origen técnico o por obligaciones de carácter ambiental, realizan la oferta dentro de los tiempos establecidos para ello.
- **Disponibilidad de AGC:** las plantas y/o unidades de generación elegibles, podrán libremente ofertar para cada día y periodo horario su disponibilidad para prestar el servicio de regulación secundario de frecuencia.

Características técnicas de las máquinas: Los recursos con inflexibilidades por características técnicas, deben declarar dichas inflexibilidades para ser consideradas durante la programación del despacho, esta variable hace referencia al tiempo mínimo en línea que debe permanecer un recurso, los cambios permitidos entre periodos, los mínimos técnicos de las máquinas, entre otras características.

Restricciones eléctricas: Durante la programación se debe garantizar la seguridad y confiabilidad de la demanda, por lo tanto, se debe garantizar que la programación de los recursos de generación cumpla con los criterios de seguridad eléctrica. Las restricciones eléctricas varían según la topología, demanda y mantenimientos programados en la red.

2.1.2.2 Transmisión

La transmisión consiste en transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entrada a las regiones, ciudades o entrega a grandes consumidores), a través de cables que son sostenidos por torres con características especiales, que permiten llevar grandes cantidades de energía en largas distancias por todo el país.

Las redes del sistema interconectado nacional SIN son un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, que transportan la energía desde las plantas de generación a las subestaciones de transformación y finalmente al consumidor final. Este sistema está conformado por el STN y el STR.

- Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.
- Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos

asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Transmisor Nacional (TN).

El transmisor nacional, es la persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión nacional, STN. El TN siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios.

Remuneración por el servicio de transmisión.

Para remunerar la actividad de transmisión, la CREG fija a cada TN los ingresos a percibir por el uso de sus redes. Con base en la energía consumida en el país se calcula el cargo de transmisión, el cual se expresa en \$/kWh. Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida. El cargo permite que el TN, como sucede en cualquier otra actividad económica, recupere la inversión que realizó en los activos utilizados para prestar el servicio, obtenga la rentabilidad aprobada, y cubra los gastos asociados con la operación, mantenimiento y administración de los activos usados en la actividad.

El cargo aprobado considera unas condiciones de calidad del servicio y confiabilidad. La CREG ha expedido varias resoluciones relacionadas con la remuneración de la actividad de transmisión. Entre los temas cubiertos con estas resoluciones se encuentran los siguientes:

- Definiciones de los términos utilizados en la regulación de la transmisión. Condiciones técnicas y autorizaciones para conectarse a la red.
- Metodología de remuneración de la actividad.
- Valores unitarios de activos utilizados.
- Procedimientos para ejecución de nuevos proyectos (expansiones).
- Exigencias en cuanto a la calidad del servicio.
- Transferencia del costo a los usuarios.

Tabla 3. Conglomerado de Líneas de transmisión por gente operador

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR AGENTES OPERADORES		
	Longitud (Km)	Longitud (%)
Total Líneas De Transmisión SIN	26,192.49	
TRANSMISIÓN 110 Kv	3,574.50	
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P	1,487.23	41.61
Empresa Colombiana De Petróleos	6.70	0.19
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	10.50	0.29
Empresa Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P.	98.07	2.74
Empresas Públicas De Medellín S.A. E.S.P.	1,652.22	46.22

International Colombia Resources Corporation	304.00	8.50
TranSelca S.A. E.S.P.	12.58	0.35
Zona Franca Celsia S.A E.S.P.	3.20	0.09
TRANSMISIÓN 115 Kv	7,270.34	
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P.	492.95	6.78
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.	476.50	6.55
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	382.76	5.26
Codensa S.A. E.S.P.	1,203.92	16.56
Compañía Energética De Occidente S.A.S. E.S.P	338.70	4.66
Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P.	538.42	7.41
Electrificadora De Santander S.A. E.S.P.	539.61	7.42
Electrificadora Del Caquetá S.A. E.S.P.	111.50	1.53
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.	332.27	4.57
Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.	376.30	5.18
Empresa De Energía De Arauca E.S.P.	60.00	0.83
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.	512.22	7.05
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	426.00	5.86
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.	7.80	0.11
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	92.00	1.27
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	958.95	13.19
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.	17.00	0.23
Empresa De Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare S.A. E.S.P.	187.00	2.57
Empresa Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P.	206.79	2.84
Empresas Municipales De Cali E.I.C.E. E.S.P.	3.40	0.05
Ingenio Mayaguez S.A.	2.85	0.04
Intercolombia S.A. E.S.P.	3.40	0.05
TRANSMISIÓN 138 Kv	15.49	
Intercolombia S.A. E.S.P.	15.49	100.00
TRANSMISIÓN 220 Kv	2,675.23	
Empresas Públicas De Medellín S.A. E.S.P.	842.95	31.51
Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P.	20.00	0.75
Intercolombia S.A. E.S.P.	177.64	6.64
TranSelca S.A. E.S.P.	1,634.64	61.10
TRANSMISIÓN 230 Kv	10,121.54	
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	9.20	0.09
Distasa S.A. E.S.P.	18.75	0.19
Electrificadora De Santander S.A. E.S.P.	120.41	1.19
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	272.33	2.69
Empresas Públicas De Medellín S.A. E.S.P.	149.12	1.47
Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P.	1,513.58	14.95
Intercolombia S.A. E.S.P.	8,038.15	79.42
TRANSMISIÓN 500 Kv	2,535.39	
Empresas Públicas De Medellín S.A. E.S.P.	45.90	1.81
Intercolombia S.A. E.S.P.	2,489.49	98.19

2.1.2.3 Distribución

La CREG define a un distribuidor a cualquier persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Regional (STR), o en un Sistema de Distribución Local (SDL), o que ha constituido una empresa en cuyo objeto está el desarrollo de dichas actividades. (Fuente: R. CREG-128-1996; Art. 2 - R. CREG-042-1999; Art. 1)

La distribución consiste en transportar la energía desde las líneas de transmisión hasta las instalaciones del consumidor final. Se hace mediante cables sostenidos por estructuras de menor tamaño que en el STN, los cuales llevan menores cantidades de energía a través de una misma región para luego distribuirla en pequeñas cantidades para el consumo de cada usuario. El conjunto de elementos que componen estos sistemas se denominan Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL).

Configuraciones de red de distribución

Las redes de distribución usualmente se suelen clasificar en dos tipos, radial o interconectado. Una red radial sale de la estación y pasa a través del área de la red sin conexión normal a cualquier otro suministro. Esto es típico de las líneas rurales lo cual es contrario a las redes interconectadas las cuales generalmente se encuentran en áreas más urbanas y tendrá múltiples conexiones con otros puntos de suministro. Los puntos de conexión están normalmente abiertos pero permiten varias configuraciones de un servicio operativo mediante el cierre y la apertura de interruptores. La operación de estos interruptores puede ser telemática desde un centro de control o por un instalador de líneas. El beneficio del modelo interconectado es que en el caso de un fallo o mantenimiento requiere una pequeña área de la red puede ser aislado y el resto mantiene en el suministro.

Características de la oferta dada a los clientes, estos tienen el mandato general por contrato entre el proveedor y el cliente. Las variables de la oferta son: AC o DC – Prácticamente todos los suministros públicos de electricidad son AC actual. Los usuarios de grandes cantidades de energía DC como algunos ferrocarriles eléctricos, centrales telefónicas y los procesos industriales, como la fundición de aluminio por lo general ya sea operar su cuenta o tener equipos de generación dedicada adyacente, o utilizar rectificadores para derivar DC de la red eléctrica pública.

- Tensión nominal, y tolerancia (por ejemplo, $+ / - 5 \%$)
- Frecuencia, normalmente 50 o 60 Hz, 16,7 Hz y 25 Hz para algunos ferrocarriles y, en unos pocos lugares industriales y mineros de más edad, 25 Hz.

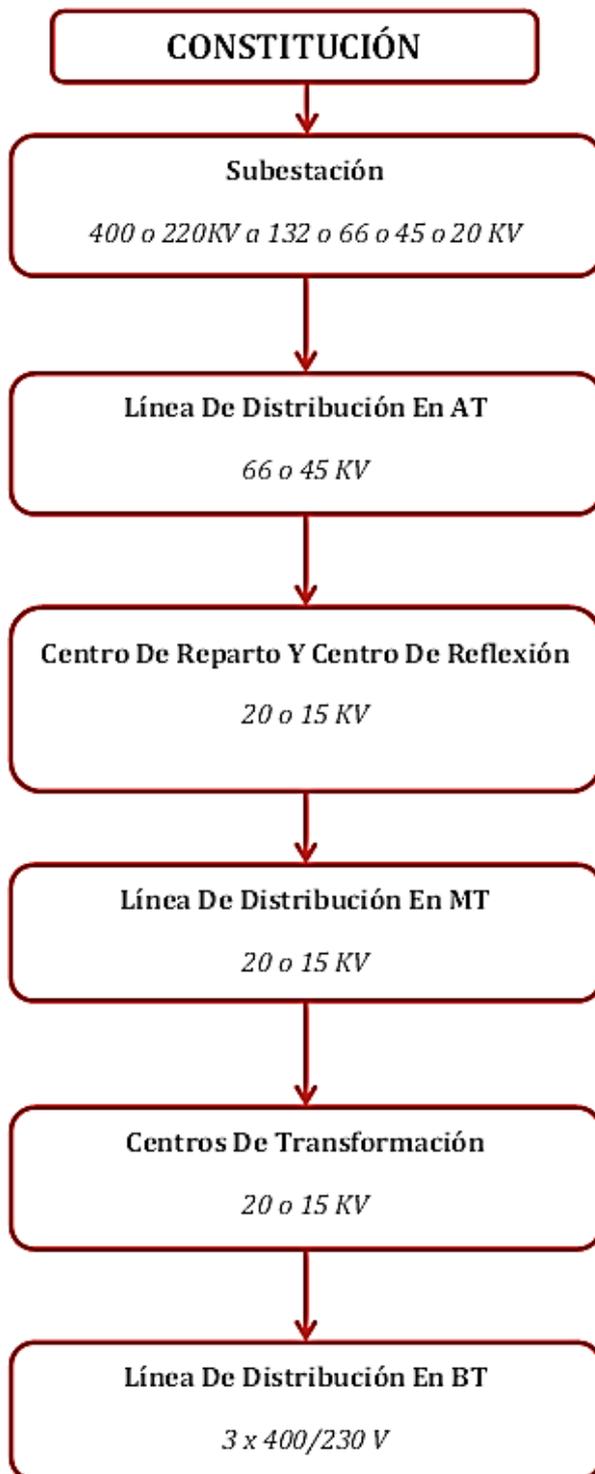


Figura 3. Diagrama general de distribución.

Esta configuración de distribución se alimenta desde uno de sus extremos de la red de media tensión a través de un centro de transformación, transmitiendo la energía en forma radial.

Puede existir inyección de generación renovable en otros puntos de la red aguas abajo. La ventaja de esta topología radica en que es el método de explotación más económico y el más simple desde el punto de vista del diseño,

- Fase de configuración (puede ser de una sola fase o incluir polifásicos de dos fases y tres fases)

- La demanda máxima (algunos proveedores de energía medida como la mayor potencia media entregada en un plazo de 15 o 30 minutos durante un período de facturación)

- El factor de carga, expresada como una relación de carga media a carga pico durante un período de tiempo. El factor de carga indica el grado de utilización eficaz de los equipos (y la inversión de capital) de la línea de distribución o sistema.

- Factor de potencia de la carga conectada

- Sistemas de puesta a tierra – TT, TN- S, TN- C- S o TN- C

- Corriente de cortocircuito

- Máximo nivel y la frecuencia de ocurrencia de los transitorios

La reconfiguración mediante el intercambio de los enlaces funcionales entre los elementos del sistema, representa una de las medidas más importantes que pueden mejorar el rendimiento operativo de un sistema de distribución.

Distribución radial

Esta configuración de distribución se alimenta desde uno de sus extremos de la red de media tensión a través de un centro de transformación, transmitiendo la energía en forma radial.

la planificación y la protección. Su principal inconveniente es que no garantiza un servicio continuo porque al tener una única alimentación si ésta falla, los consumidores aguas abajo quedarían desconectados y por consiguiente sin suministro

Distribución en anillo

Se caracteriza por estar alimentada desde dos de sus extremos, estando los receptores intercalados entre estos, formando un anillo cerrado. Esta tipología ofrece mayor continuidad del servicio al poder alimentar a los receptores desde puntos distintos, facilitando además el mantenimiento de la red. Es una red más compleja que la radial tanto a nivel constructivo como a la hora de planificar las protecciones del sistema.

Distribución mallada

En este tipo de distribución se combinan redes en anillo interconectadas en forma radial. Estas redes aseguran totalmente el servicio a los receptores dando mayor flexibilidad de alimentación a la red y facilitando enormemente su mantenimiento. Suelen ser redes de gran complejidad en las cuales la potencia de cortocircuito aumenta con rapidez.

Industria de Distribución

Tradicionalmente, el sector eléctrico ha sido una institución de titularidad pública pero a partir de la década de 1970 las naciones comenzaron el proceso de desregulación y privatización, lo que lleva a los mercados de la electricidad. Un aspecto importante de estos fue la eliminación de la antigua llamado monopolio natural de la generación, transmisión y distribución. Como consecuencia, la electricidad se ha convertido más en una mercancía. La separación también ha dado lugar al desarrollo de una nueva terminología para describir las unidades de negocio (por ejemplo, la compañía de línea, cables de negocio y de la empresa de red).

En Colombia los sistemas de distribución, como todo lo relacionado con los sistemas de potencia, están regulados por la Comisión de Energía y Gas (CREG). En resolución 70 del 28 de mayo de 1998 se establecen los siguientes niveles de tensión, en los cuales se realizan las instalaciones de distribución y transmisión:

- Nivel de tensión I: tensiones inferiores a 1 kV
- Nivel de tensión II: tensiones comprendidas entre 1 a 30 kV
- Nivel de tensión III: tensiones comprendidas entre 30 kV y 62 kV
- Nivel de tensión IV: tensiones de valor mayor a 62 kV

Según la resolución CREG 097 de 2008, se redefinen los siguientes niveles de tensión, modificando los anteriores así:

- Nivel de tensión I: tensiones inferiores a 1 kV
- Nivel de tensión II: tensiones comprendidas entre 1 a 30 kV
- Nivel de tensión III: tensiones comprendidas entre 30 kV y 57.5 kV
- Nivel de tensión IV: tensiones de valor mayor a 57.5 kV

2.1.2.4 Comercialización

La CREG define como comercializador a cualquier persona natural o jurídica que comercializa electricidad, bien en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Las actividades del comercializador consisten en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulada. (Fuente: R. CREG-108-1997; Art. 1)

Las actividades de un comercializador incluyen:

- Intermediación comercial entre los agentes de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con los compradores con destino, o no, a los usuarios finales.
- Compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.
- Comprar todos los servicios asociados requeridos para entregar la energía al usuario.
- Asumir parte de los costos de eficiencia reconocidos por la CREG para tarifa regulada.
- Actividad en competencia que permite arbitraje a través de la Bolsa de Energía y la exposición al riesgo es asumido por cada agente.

Contratación de la energía eléctrica

En general la contratación de energía por parte de los comercializadores se realiza de la siguiente manera:

Los comercializadores compran la energía a las empresas generadoras a través de contratos bilaterales a dos o tres años (lo cual les permite negociar con anticipación el precio y conocer de antemano sus costos), o por medio de compra en la bolsa de energía, lo cual es a veces necesario pero los expone a las variaciones del mercado. La mayoría de comercializadores del país optan por el primer esquema, el de los contratos de largo plazo, o de una fórmula mixta que combina ambos métodos. La compra de energía en contratos de largo plazo representa aproximadamente el 85% de la demanda del país.

Los contratos de largo plazo comprometen a las generadoras a suministrar una cantidad determinada de energía a un precio pactado, lo cual disminuye la

volatilidad en los precios de la energía eléctrica entregada al usuario final. Esta energía contratada, es respaldada por los generadores. Ellos deben garantizar la energía ofrecida y deben hacerlo ya sea a través de su propia generación, y si su producción no bastase, deberán ellos mismos suscribir contratos con otros agentes, o comprarla en la bolsa.

La cantidad de oferta de energía que las generadoras llevan a la bolsa corresponde a la expectativa de aportes hídricos en el futuro y a la disponibilidad de gas natural y otros combustibles. Por esta razón vender contratos de energía por encima de su capacidad de generación, representa un riesgo para el generador.

Los comercializadores pueden acudir a la bolsa y adquirir la energía eléctrica a precios de mercado, que reflejan el diferencial entre la oferta y la demanda de energía en el momento de la transacción. Acudir a la bolsa de energía implica un riesgo para los comercializadores, pues los precios presentan altas volatilidades, las cuales transfieren a los usuarios en las tarifas.

Comprar en la bolsa es una opción y no una obligación, y por tanto, en ningún momento esto se puede interpretar como una estrategia de restricción inducida para especular con los precios. El sistema eléctrico colombiano se caracteriza por la alta volatilidad del precio de la bolsa, debido en gran parte a la baja regulación de los embalses, y quien compre energía en bolsa, sin tener coberturas de precios, está asumiendo el mismo riesgo que asumiría un generador, cuando vende por encima de su capacidad de generación.

Tipos de Mercados de Comercialización

- *El mercado regulado*: es el que es directamente contratado y servido por compañías de distribución, abarca usuarios industriales, comerciales y residenciales con demandas de energía inferiores a 55 MWh. En este mercado, la estructura de tarifas es establecida por la agencia reguladora CREG. Es este tipo de mercado se encuentran concentrados casi la totalidad de usuarios del país. La fórmula de cobro es aprobada por el regulador, y cualquier usuario es atendido sin importar su consumo.
- *Mercado No Regulado*: En este tipo de mercado participan voluntariamente la industria y todos aquellos usuarios que tengan un alto consumo de energía. Actualmente un usuario no regulado es un consumidor con demandas de energía superiores o iguales a 55 MWh /mes. A diferencia del regulado, el precio de comercialización y generación se pacta libremente mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador.

2.1.3 PERDIDAS EN LA DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELÉCTRICA.

Si bien las empresas proveedoras de electricidad hacen su mejor esfuerzo para suministrar energía confiable y de alta calidad, minimizar las interrupciones totales y sobretensiones periódicas en el cableado de las redes seguirá siendo una preocupación constante, así como muchos problemas más relacionados con el desgaste de los instrumentos y cableados implementados en el proceso de distribución.

El concepto de pérdidas se refiere a la energía eléctrica que se produce y transporta pero que las empresas prestadoras del servicio no facturan porque se pierde a lo largo del proceso de prestación del servicio o porque algunos usuarios la toman de la red de forma ilegal. Así, las pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas.

El principal problema que presentan las distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica son las pérdidas de energía eléctrica las cuales se dividen principalmente en dos tipos, técnicas, y no técnicas.

2.1.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS.

Están constituidas por aquellos elementos que impiden el correcto desplazamiento de los electrones y que puede transformarse en otro tipo de energía que no es aprovechable en el transporte de esta hacia los usuarios finales, se manifiesta generalmente en un aumento de su temperatura del medio conductor debido a sus características de fricciones entre los electrones y otros fenómenos relaciones a estos.

Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por el calentamiento que se produce al pasar la energía eléctrica a través de las líneas de transporte y de transformadores. Estas pérdidas se calculan con fórmulas matemáticas para cada uno de los sistemas en el país y, dado que son inherentes a la prestación del servicio, se reconocen en su totalidad como un componente del costo del servicio.

Las pérdidas técnicas, se caracterizan por la causa de origen las cuales pueden ser por los fenómenos físicos o por su origen en la red; en la figura se observa la separación de las pérdidas técnicas por su origen o fenómeno físico.

2.1.4.1 Situaciones de pérdidas técnicas.

Estas son producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos, que corresponden a la diferencia entre la energía que se entrega a un sistema y la que es utilizada por el usuario final.

- **Perdidas propias del transformador:** estas se clasifican en dos grupos. Magnéticas y eléctricas, y estas a su vez están subdivididas en magnéticas y eléctricas las siguientes.
 - **Perdidas magnética por ciclos de histéresis:** Este tipo de pérdidas está relacionado netamente con el núcleo ferro magnético que poseen los transformadores, este ciclo de histéresis se puede explicar entendiendo que el núcleo del transformador se encuentra ubicado dentro del campo magnético generado por el mismo y, en consecuencia, se imanta. Pero, ocurre que la corriente aplicada al transformador es alternada y, por tanto, invierte constantemente su polaridad, variando con la misma frecuencia el sentido del campo magnético, entonces las moléculas del material que forman el núcleo deben invertir en igual forma su sentido de orientación, este cambio de orientación claramente requiere energía, que es tomada de la fuente que suministra la alimentación y por ende representa, una pérdida de potencia.
 - **Perdidas magnéticas por Corrientes parasitas (corrientes de Foucault) (pérdidas en el hierro):** Cuando en un transformador se induce un campo magnético, por la ley de Faraday aparece en el material también una FEM inducida la cual da lugar a unas corrientes parasitas que circularan por el material.
 - **Perdidas eléctricas por resistencia:** Todo material posee una resistencia natural, en los sistemas de distribución de energía generalmente es utilizado el alambre de cobre, el cual tiene una resistencia al paso de la electricidad bastante baja, la corriente que pasa por esta resistencia provoca pérdidas de voltajes, provocando un calentamiento en el mismo.
 - **Perdidas eléctricas por reactancia de dispersión:** la separación entre las espiras, entre las capas de las bobinas y entre las propias bobinas y el núcleo, permiten que se desarrollen líneas de flujo magnético fuera del núcleo que cierran a través del aire. Estas líneas de flujo se originan por las fuertes corrientes de carga del transformador.
- **Perdidas propias del conductor:** Este tipo de pérdidas se deben a las características propias de la resistencia del material que al circular una corriente por el mismo provoca una pérdida que se manifiesta por medio de un calentamiento.

2.1.4.2 . Metodología para corrección y diagnósticos de pérdidas técnicas.

El proceso para generar un Plan de reducción de Pérdidas creíble y sostenible en una empresa, supone cubrir al menos los siguientes pasos:

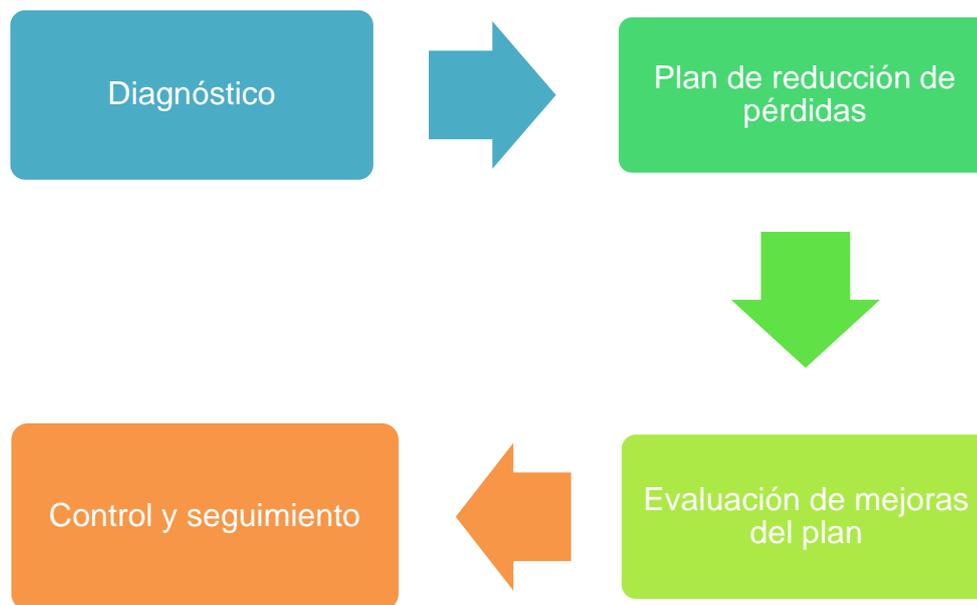


Figura 4. Esquema metodológico de detección de pérdidas no técnicas

- **Diagnóstico.**

En esta etapa de la metodología o plan de reducción de pérdidas, las empresas deberán responder una serie de preguntas para poder establecer una metodología que conlleve a la solución de las mismas.

¿Cuáles son los montos de las pérdidas discriminados por tipos de pérdidas que se presentan?

¿En cuáles sectores de sus sistemas tiene cada tipo de pérdida y cuál es el monto estimado en cada sector?

¿Cuáles serían las estrategias principales para atacar la problemática desde los puntos de vista técnico, comercial, social y administrativo?

¿Qué se ha hecho para controlar la problemática, desde los puntos de vista gerencial, administrativo, técnico, comercial y social?

¿Cuánta inversión histórica se ha dado para el control de Pérdidas No Técnicas?

¿Se ha adelantado un proceso de sensibilización sobre el tema que, partiendo de la alta gerencia, irradie hacia todos los estamentos de la empresa?

¿Este proceso se ha materializado en una política escrita y divulgada en la empresa?

Tabla 4. Clasificación de pérdidas

DESCRIPCIÓN	GWH-AÑO	%
Pérdidas Técnicas		
pérdidas Técnicas Nivel 3		
pérdidas Técnicas Nivel 2		
pérdidas Técnicas Nivel 1		
Pérdidas no Técnicas		
Pérdidas por error en medida		
Instalaciones sin legalizar		
Instalaciones Legalizadas sin media		
Pérdidas Administrativas		
Pérdidas Globales		100%

- **Gestión Gerencial**

A partir de los documentos que soporten los planes de pérdidas, se debe dar inicio al proceso de sensibilización de la gestión administrativa y gerencial de la empresa. El proceso de gestión gerencial tiene los siguientes pasos:

Sensibilización

Proceso que demuestra que la alta gerencia está comprometida con los planes de reducción de pérdidas, tanto desde el punto de vista formal, a través de documentos de política divulgados en la empresa, como desde el punto de vista de asignación de recursos, estructura administrativa, estructura informática y preparación de recursos técnicos, sociales y comerciales.

La sensibilización debe posteriormente llevarse a todos los niveles de la empresa, para lograr el compromiso efectivo con el plan de reducción de pérdidas. Para esto se debe iniciar un programa de cambio de cultura empresarial para la concientización de la importancia de la reducción de pérdidas, como mecanismo único de sostenibilidad de la empresa en el largo plazo.

Planeación

Proceso mediante el cual la empresa utiliza la experiencia, los recursos, las realimentaciones de procesos anteriores, las estrategias, programas y conocimientos, para proponer un plan de reducción de pérdidas que sea:

- Respuesta a las necesidades detectadas.
- Lograble en un período establecido.
- Financiado Socialmente aceptado.
- Interiormente aceptado en la empresa.

Para adelantar la planeación como parte la elaboración del plan de reducción de pérdidas, se debe hacer una división de las actividades relacionadas con el tema, en procesos, y a partir de los mismos identificar las cadenas de valor que tiene cada proceso, a fin de observar y tener en cuenta los aspectos particulares de cada empresa que deben ser considerados dentro del plan, por sus características, a favor o en contra de la agregación de valor en cada proceso.

Presupuesto

Desde la gerencia deben garantizarse los recursos para la ejecución del plan de reducción de pérdidas, dándole la prioridad necesaria para garantizar que no termine en fracaso. El presupuesto debe estar apoyado en estudios que muestren la relación beneficio/costo de emprender el plan. Para el proceso de construcción del presupuesto, la empresa deberá elaborar los planes de inversión asociados con el plan de reducción de pérdidas, valorándolos y construyendo un flujo de caja en el tiempo, con una discriminación que podría considerarse en principio trimestral, y para un período que no debe ser inferior a dos años (período a partir del cual se empiezan a ver resultados de los planes) y que incluso podría asociarse con el período de la senda que se va a determinar (del orden de 5 años).

- **Gestión Del Conocimiento**

La gestión del conocimiento es una herramienta que permite que la empresa apropie sus desarrollos y crezca a partir de sus experiencias, para lo cual debe disponer de sistemas, así:

Sistema de información

La empresa debe disponer de un sistema de información integral que permita establecer comunicaciones relacionales con las distintas bases de datos de la red física y del sistema de datos comercial, de manera coordinada, coherente, expedita y natural. La carencia de este sistema dificultará ostensiblemente cualquier plan de reducción de pérdidas y debe ser atacada desde esta etapa del proceso de construcción del plan de reducción de pérdidas. Los sistemas de información son una parte esencial del proceso de implantación de un plan de reducción de pérdidas. La empresa deberá mostrar cómo logra que el plan de reducción de pérdidas se ensamble completamente con el sistema comercial y técnico de la empresa. En particular se debe enfatizar en que muchas empresas a pesar de disponer de software sofisticado para el manejo de la información, no presentan información actualizada y confiable, razón por la cual el plan debe contener una relación muy completa de cómo verifica que la información es coherente y utilizable para sus fines.

Sistema de innovación

La empresa debe contar con un sistema de vigilancia tecnológica que le permita encontrar las soluciones más ajustables a sus necesidades, por lo que el plan debe contener mecanismos que garanticen que la empresa se mantenga al tanto de los cambios tecnológicos que nos asisten en el mundo actual.

Sistema de gestión social

Cualquier plan de reducción de pérdidas, si no es acompañado de un plan de gestión social, fracasará sin duda. A la gente en general no le gusta robar, el robo obedece, en gran medida a la carencia de recursos para adquirir los bienes de manera legal. Adicionalmente muchas personas no consideran que el robo de energía es un delito y creen, debido a un paradigma cultural, que el estado está obligado a entregar sin costo la energía eléctrica.

Cualquier plan de reducción de pérdidas que no esté acompañado de un plan de gestión social, estará incompleto y condenado a fracasar.

El consultor, a partir de su interacción con las empresas y agentes del país y fuera del mismo, propondrá estrategias que puedan ayudar a que el proceso de implantación del plan sea exitoso desde el punto de vista social. Estas estrategias, considerarán entre otros:

- Facilidades para la legalización de predios de invasiones
- Programas de salud, educación y recreación.
- Mecanismos para facilitar el acceso a otros servicios (alumbrado público, gas, aseo, agua, alcantarillado, etc.)
- Programas de divulgación y manejo de la energía eléctrica
- Generación de empleo (empleos indirectos de la empresa)
- Opciones tarifarias (prepago, trabajo, especie, etc.)
- Manejo de clientes reincidentes en fraude

Sistema administrativo

Para garantizar que los planes de reducción de pérdidas sean eficaces, se debe garantizar, desde el sistema administrativo, una adecuada gestión del conocimiento desde el enfoque comercial de la empresa, tendiente a vigilar que se disponga al menos de las siguientes herramientas:

- Unas políticas de cobranza claras
- Unos planes de pago de morosos, claros amplios y acondicionados a las características socio económicas de los clientes
- Un mecanismo de seguimiento de la cartera morosa
- Un buen portafolio de opciones tarifarias

- Un canal efectivo de comunicación con los clientes
- Un eficiente sistema de atención de PQR
- Unas políticas claras sobre el manejo de clientes provisionales
- Un mecanismo de seguimiento expedito sobre los cortes y re-conexiones de clientes
- Una base de datos, con su mecanismo de seguimiento respectivo, sobre clientes en proceso de legalización.
- Una base de datos con mecanismo de seguimiento adecuado para hacer el control y la vigilancia de clientes reincidentes en el fraude.
- Un mecanismo de vigilancia tecnológica sobre el tema de comercialización a usuario final

Sistema de realimentación

Se deben prever los sistemas de realimentación de las experiencias a fin de dar señales correctivas al proceso en tiempo real. Las acciones de mejoramiento, las lecciones aprendidas y la solución de errores son herramientas que podrán hacer parte de este tipo de sistemas.

2.1.5 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Se refiere a las pérdidas que no proceden del elemento conductor o de sus características propias de los materiales y entre estos elementos de pérdidas no técnicas comprende la energía que no se factura que comprende los hurtos o fugas a tierras en los alimentadores en baja tensión.

Las pérdidas no técnicas representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema y utilizan algunos usuarios sin que se registre por medidores de energía, debido principalmente a hurtos, manipulación indebida de equipos o de sistemas de facturación para disminuir registros de consumo, entre otros. Son pérdidas del sistema ya que, en este caso, no se registra la energía para efectos de facturación a usuarios finales.

Pueden ser provocadas también por otras causas como no facturar el consumo propio de la distribuidora, alumbrado público, suscriptores sin medidores, errores de facturación que pueden ser corregidos en algunos casos.

2.1.5.1 Situaciones de pérdidas no técnicas.

Las pérdidas originadas por deplorables condiciones socioeconómicas relacionadas con el orden público y el control ciudadano escapan al ámbito de la regulación, dichas pérdidas son responsabilidad del distribuidor ya que es este quien debe efectuar el corte de energía respectivo en aquellas áreas en las que se hace imposible la gestión por parte del comercializador y este da por terminado los contratos de condiciones uniformes

Pérdidas administrativas correlacionadas directamente con los sistemas de información de facturación de la compañía, corrupción en los procesos de contratación del servicio debido a que realizan tratos bajo la meza funcionarios de la empresa con los usuarios, ineficiencia administrativa al cometer errores en la facturación.

Pérdidas en la medición por des calibración involuntaria al expirar la vida útil de los equipos de medición y falta de instalación del sistema de medición o conexión directa a las líneas de energía.

Pérdidas por conexiones ilegales a las acometidas, a la red secundaria y hasta en los propios transformadores. Las conexiones de este tipo normalmente son realizadas en la red de distribución y es el OR el que debe verificar que cada usuario que se conecte cumpla con los requisitos de conexión.

Pérdidas por fraudes sobre la red, des calibración voluntaria de los equipos del sistema de medición, frenado del mecanismo de los medidores, re conexión de cables al medidor, reporte alterado de factores de conversión de medidas, etc. Considerando que la gestión del fraude es frente a cada usuario, y la relación con éste es responsabilidad del comercializador, se asigna la responsabilidad por las pérdidas no técnicas a este último.

Tabla 5. Condiciones de pérdida no técnica.

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN COLOMBIA			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PÉRDIDA ESTIMADA	FORMA DE DETECTARLO O CONTROLARLO
FRAUDES ANTES DEL MEDIDOR.			
1	Servicio directo de la red de distribución de baja tensión.	La totalidad de lo encontrado en servicio directo.	Macro medición, inspección visual e instalar red trenzad. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
2	Servicio directo con instalación dentro de la pared.	La totalidad de lo encontrado en servicio directo.	Pruebas en la acometida, consumo estimado, instalación a la vista. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
3	Servicio directo derivado de los conectores.	La totalidad de lo encontrado en servicio directo.	Inspección visual, instalar conectores de perforación o cajas de distribución.
4	Servicio directo derivado de la entrada a la acometida	La totalidad de lo encontrado en servicio directo.	Inspección visual, prueba a la acometida, consumo estimado. Instalar acometida concéntrica.
5	Servicio directo	La totalidad de lo	Inspección visual, prueba

	derivado dentro del cielo raso.	encontrado en servicio directo.	de acometida, consumo estimado. Instalar acometida concéntrica.
6	Acometida trifásica tetra filar con medidor monofásico.	En cargas equilibradas se pierde 76%.	Inspección visual, instalar medidor trifásico tetra filar o cambiar acometida por monofásica bifilar.
7	Acometida bifásica trefilar con contador monofásico.	En cargas equilibradas se pierde el 50%.	Inspección visual, instalar medidor bifásico trefilar o cambiar acometida por monofásica bifilar.
8	Acometida derivada subterránea de transformador de distribución de doble fondo.	Pérdidas superiores al 50%.	Pruebas de corrientes en media tensión contra corrientes en baja tensión. Instalar equipos de medida en media tensión.
9	Acometida subterránea derivada de caja de paso.	Pérdidas superiores al 80%.	Inspección visual, pruebas de corrientes en la acometida. Instalar medidor testigo.
10	Servicio directo derivado de las salidas del transformador.	Pérdidas superiores al 80%.	Inspección visual, blindar las salidas de los transformadores o instalar medición en media tensión.
11	Servicio directo del tablero de distribución.	Pérdidas superiores al 80%.	Inspección visual. Instalar gabinetes o tableros con norma antifraude.
12	Servicio directo de la alimentación del transformador de distribución al barraje del tablero.	Pérdidas superiores al 80%.	Inspección visual, pruebas de corrientes a la acometida. Instalar macro medición en los transformadores.
13	Neutro pegado de otro servicio.	Pérdidas superiores al 80%.	Prueba de sumatoria de corrientes en un nodo. Establecer el factor de utilización y realizar seguimiento.
14	Neutro tomado de una puesta a tierra	Pérdidas superiores al 80%.	Prueba de sumatoria de corrientes en un nodo. Establecer el factor de utilización y realizar seguimiento.
15	Una fase aislada de la red en la bornera en medidas con neutro directo.	Medidor detenido, pérdidas del 100%.	Cambiar medidor de 240 V por medidor de 2x120 V. (con neutro de conectar al medidor)
FRAUDES EN LA CAJA DE CONEXIÓN.			
16	Serie de los sellos de	Señal de que	Inspección visual, prueba

	la tapa principal coinciden con la serie con la caja de conexión.	tiene manipulación interna, pérdidas superiores al 30%.	tiempo potencia y prueba de integración. Cambio de medidor. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
17	No tiene tapa la caja de conexiones y presenta señales de fogeo entre las entradas y salidas.	Servicio directo, pérdidas mínimas del 50%	Inspección visual, instalar la tapa en la caja de conexiones y sellar o cambiar el medidor.
18	Ancla de tensión suelta en contadores antiguos.	Por cada ancla en cargas equilibradas el 33% de pérdidas	Inspección visual, cambio del medidor por obsoleto. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
19	Anclas aisladas con cinta o pegante.	Por cada ancla en cargas equilibradas el 33% de pérdidas.	Inspección visual, y prueba tiempo potencia. Cambiar medidor Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
20	Falta ancla de tensión o puente en medidores antiguos	Por cada ancla en cargas equilibradas el 33% de pérdidas.	Inspección visual, cambio del medidor.
21	Derivación directa de la bornera a la entrada del medidor.	Servicio directo, perdidas mínimas del 50%.	Inspección visual, instalar sellos y medidor en caja también se pueda sellar.
22	Puente entre la entrada y la salida de corriente oculto con plástico fundido en la parte trasera de la bornera.	Dependiendo del calibre del puente, pérdidas superiores al 30%.	Inspección visual, prueba tiempo potencia, consumo estimado. Cambio de medidor.
23	Puente entre la entrada y la salida en medidores asimétricos hechos con huecos diagonales ocultos a la vista.	Dependiendo del calibre del puente, pérdidas superiores al 30%.	Inspección visual, prueba tiempo potencia, consumo estimado. Cambio de medidor.
24	Inversiones de entradas por salidas de corriente en medidores monofásicos.	Lo invierten en las noches pérdidas superiores al 50%.	Inspección visual, prueba tiempo potencia. Normalizar y sellar.5
25	Invertida la conexión de neutro fase en medidores trifásicos.	Pérdidas del 33% en cargas equilibradas.	Inspección visual, prueba tiempo potencia. Normalizar y sellar.
SEÑALES DE FRAUDE EN LA CAJA PRINCIPAL.			

26	Huecos en la tapa principal para introducir elementos y frenar el medidor.	Pérdidas superiores al 50%.	Inspección visual, cambio de medidor. Establecer factor de utilidad y realizar seguimiento.
27	Tapa de la caja principal con salpicaduras de pintura para cubrir huecos donde se introducen objetos.	Pérdidas superiores al 50%.	Limpiar el medidor, inspección visual. Establecer factor de utilidad y realizar seguimiento
28	Medidores muy antiguos con sellos de plomo o latón.	Devolución de lectura, pérdidas superiores al 80%.	Prueba tiempo potencia, prueba de integración. Cambio de medidor por electrónico.
29	Alambre de cobre en el sello de plomo nuevo en medidores muy antiguos.	Devolución de lectura, pérdidas superiores al 80%.	Pruebo tiempo potencia, prueba de integración. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
30	Sellos imitaciones	Devolución de lectura, pérdidas superiores al 80 %	Consumo estimado, consumo proyectado, prueba tiempo potencia, prueba de integración. Cambio de medido por electrónico.
31	Sellos originales no instalados por la electrificadora	Devolución de lectura, perdida superiores al 80%	Consumo estimado, consumo proyectado, prueba tiempo potencia, prueba integración. Cambio de medidor por electrónico. Establecer factor de utilización.
32	Sellos de latón o fatiga abiertos o soplados.	Pérdidas superiores al 50%	Consumo estimo, consumo proyectado, prueba tiempo potencia. Cambio de medidor
33	Sellos de roto se a manipulados.	Pérdidas superiores al 50%	Consumo estimado, consumo proyectado, prueba de tiempo potencia, cambio de medidor.
34	Tornillo que fija la tapa principal roto y la tapa principal ajustada, simulando estar normal	Pérdidas superiores al 50%	Consumo estimado, consumo proyectado, prueba tiempo potencia, cambiar medidor y establecer factor de utilizad.
FRAUDE EN EL MEDIDOR O CAJA PRINCIPAL			
35	Medidor trifásico tetra filar en una red trifásica en delta.	Se abren las bobinas de tensión, pérdidas del 100%	Cambio de medidor. Establecer factor de utilización y hacer seguimiento.

36	Medidor desconectado y en servicio directo	Pérdidas del 100%	Inspección visual. Conectar medidor o cambiar. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento.
37	Medidor retirado por particulares	Pérdidas del 100%	Instalar medidor. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento
38	Placa característica perdida	Pérdidas superiores al 50%	Inspección visual, prueba de integración cambio de medidor. Establecer factor de utilización y realizar seguimiento
39	Numerador no engrana con el sin fin	Pérdidas superiores al 100%	Inspección visual, prueba de integración. Cambio del medidor.
40	Piñón de arranque del integrador con dientes limados	Pérdidas superiores al 50%	Prueba de integración. Cambio de medidor.
41	Dígitos corridos	Devolución de lectura, pérdidas superiores al 50%	Inspección visual, prueba de integración cambio de medidor a electrónico
42	Disco doblado se frena con los imanes del freno	Pérdidas superiores al 50%	Inspección visual, prueba de integración cambio de medidor a electrónico
43	Limadura o arena sobre el disco.	Pérdidas superiores al 30%	Inspección visual, prueba de integración cambio de medidor a electrónico
44	Medidor con numerador suelto	Pérdidas del 100%	Inspección visual, prueba de integración cambio de medidor a electrónico

2.1.5.2 Pérdidas administrativas

Se adjudican al comercializador, ya que el proceso de lectura, facturación y cobro son responsabilidad de éste.

Este tipo de pérdidas va directamente ligado con las condiciones del proceso de facturación y la fiabilidad del personal encargado de esta área en las comercializadoras. En este trabajo consideramos las pérdidas administrativas como pérdidas no técnicas debido a su naturaleza, ya que generan los mismos impactos económicos en la comercializadora y en la mayoría de los casos son consideradas fraudes internos.

2.1.5.3 Pérdidas eficientes

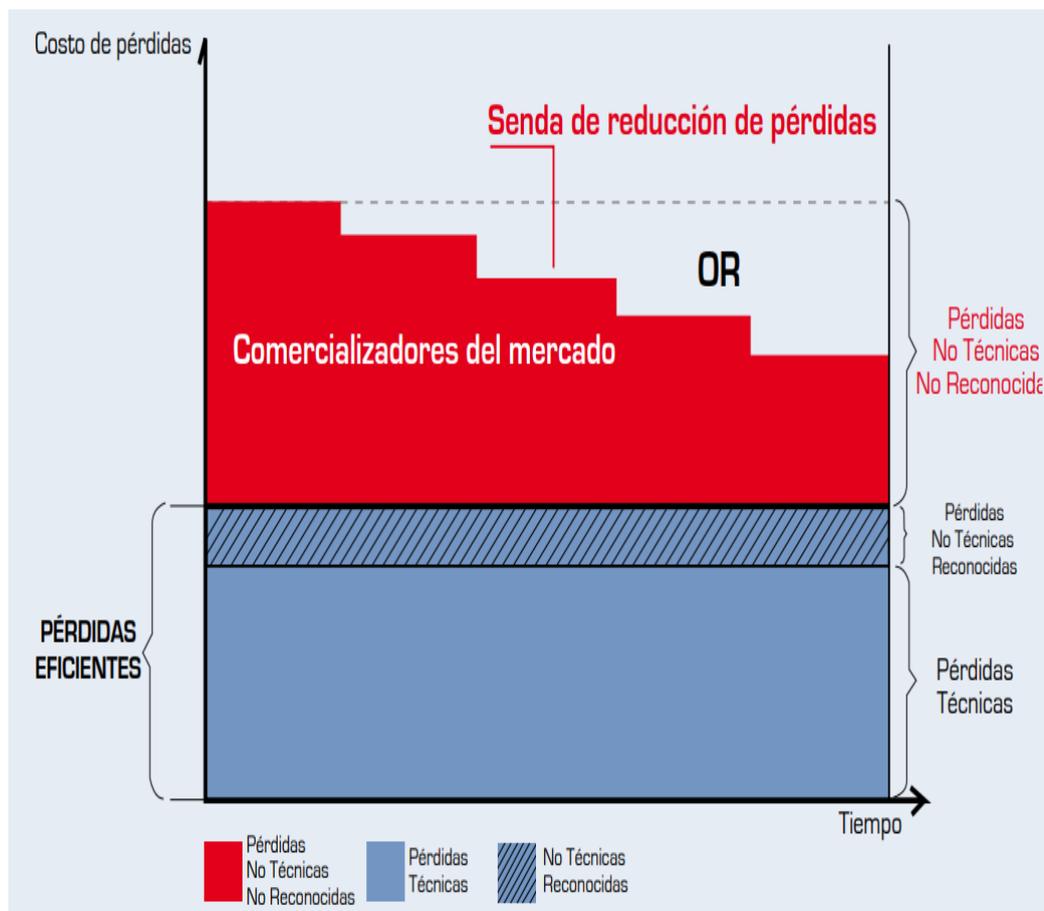


Figura 5. Ajuste de energía. Fuente decreto 387

Las pérdidas eficientes son la suma de la totalidad de las pérdidas técnicas más una pequeña fracción de pérdidas no técnicas, en las que el valor de recuperarlas es mucho más alto que el valor de la energía hurtada o no facturada. Aquellas empresas que presentan valores de pérdidas de energía superiores a los de las Pérdidas Eficientes deben asumir financieramente el valor de dichas pérdidas dado que no las pueden trasladar a los usuarios finales.

2.1.6 COMPONENTES DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

2.1.6.1 ¿Quién es él es responsable de reducir las pérdidas?

De acuerdo con el estudio, las pérdidas técnicas deben ser responsabilidad del operador de red (OR), en razón a que éste opera el sistema de distribución, situación en la cual el comercializador no tiene ninguna injerencia.

En cuanto a las pérdidas no-técnicas, se recomienda que las conexiones ilegales sean responsabilidad del distribuidor y las debidas al fraude, fallas en administración y medición sean responsabilidad del comercializador. Definida

de esta manera la asignación de responsabilidades, se utilizará el mismo nivel de pérdidas para todos los comercializadores para ser referidos al STN.

Tabla 3. Clasificación de responsabilidad de reducción de pérdidas según su tipo

CONCEPTO	DISTRIBUIDOR	COMERCIALIZADOR
Pérdidas Técnicas	x	
Conexiones Ilegales	x	
Perdidas No técnica		x
Fallas en Administración		x
Fallas de Medición		x

2.1.6.2 Acciones para el manejo y control de pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas y administrativas.

- Comparar en cada circuito la medición contra la facturación.
- Clasificar circuitos por nivel de pérdidas
- Actualizar los datos técnicos y comerciales en el sistema.
- Actualizar los censos de carga.
- Establecer los factores de utilización por sectores económicos.
- Apoyo del departamento de comunicaciones o mediciones.
- Entrega técnica de análisis de facturación en el terreno.
- Entrega técnica de análisis del comportamiento de los clientes fraudulentos.
- Evaluar las pérdidas no técnicas.
- Modelar los circuitos y calcular las pérdidas técnicas.
- Implementar acciones de seguimiento y control adecuadas.

2.1.7 IMPACTO DE LAS PÉRDIDAS.

Las pérdidas de energía eléctrica generan altos costos para los agentes involucrados en la prestación del servicio y los consumidores. El impacto para cada uno de éstos se describe a continuación:

- El comercializador debe pagar al generador y al transmisor el total de la energía (producto) que ingresa al sistema, aunque ésta no sea facturada a los usuarios.
- El distribuidor no recibe el pago por el uso de la infraestructura asociado con el transporte de la energía que no es facturada.

- El precio de la energía en Colombia se obtiene mediante un esquema de precio marginal; la generación adicional requerida por la existencia de pérdidas impone un precio marginal mayor que se traslada directamente a los usuarios.
- Los usuarios pagan un valor adicional al asociado a su consumo, ya que la tarifa incluye costos de pérdidas reconocidas en generación, transmisión y distribución.

2.1.8 EQUIPOS PARA EL DIAGNÓSTICO DE PÉRDIDAS.

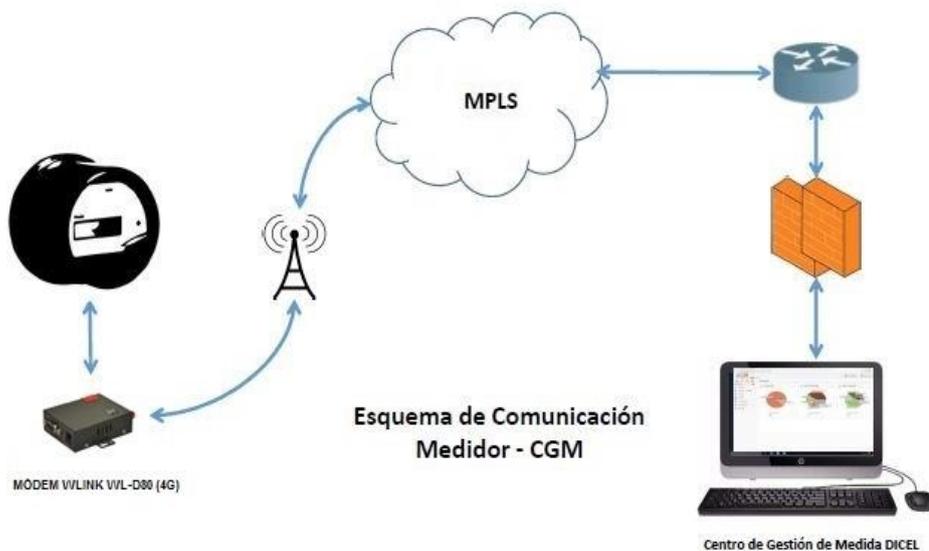


Figura 7. Esquema de medición de consumos. Fuente DICEL S.A.

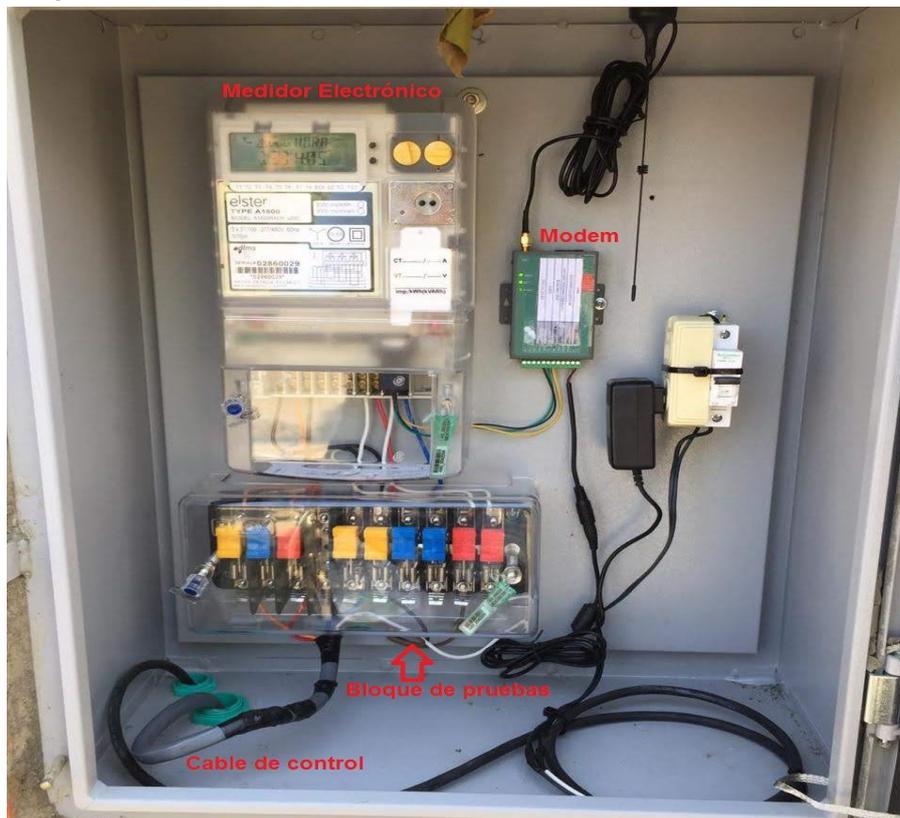


Figura 6 Conexión medición Semi-directa. Fuente Autor

2.1.8.1 Medidores.

Los medidores de energía son aparatos usados para el registro del consumo de energía eléctrica. Existen varios tipos de medidores dependiendo de la construcción, tipo de energía que miden, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

- **De acuerdo con la construcción.**

Medidor de inducción o electromecánico: Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en el elemento móvil o disco, haciéndolo mover. El principio de funcionamiento es muy similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corriente eléctrica con los campos magnéticos.

Medidores estáticos o electrónicos: Medidores en los cuales la corriente y la tensión actual sobre elementos de estado sólidos (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora o Var-hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos y son de mayor precisión que los electromecánicos.

- **De acuerdo a la energía que miden.**

Medidor de energía activa: Instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.

Medidor de energía reactiva: Instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.

- **De acuerdo a la exactitud.**

De acuerdo a la norma NTC 2288 Y 2148, los medidores se dividen en las siguientes clases: 2, 1, 0.5, 0.2 estos valores significan los límites de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la corriente máxima con un factor de potencia igual a 1.

Medidor clase 2: se incluyen medidores monofásicos y bifásicos para medir energía activa en casas oficinas locales comerciales y pequeñas industrias con carga inferior a 45 KVA.

Medidores clase 1: Incluyen los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores para cargas mayores a 45 KVA se exigen que sean medidores electrónicos pero dado el bajo costo de los medidores electrónicos, es aconsejable que se instalen este tipo de medidores en todas las instalaciones.

Medidores clase 0.5: Se utiliza para medir a grandes consumidores. Cuando el usuario es no regulado o la tarifa es horaria, el medidor debe tener un puerto de comunicación o muelle para enviar la información a través de los canales de comunicación.

Medidores clase 0.2: Se utilizan para medir la energía activa suministrada en bloque en punto de frontera con otras empresas electrificadoras o grandes consumidores alimentados a 115 KV.

- **De acuerdo con la conexión a la red.**

Monofásico bifilar: Se utilizan para el registro de consumo de una acometida que tenga un solo conductor activo o fase y un conductor no activo o neutro es el medidor de uso más frecuente en las instalaciones residenciales está compuesto por una bobina de tensión y una de corriente su capacidad normalmente es de entre 15 y 60 A.

Medidor Monofásico trefilar: Se utiliza para el registro de consumo de una acometida monofásica de fase partida (120/240 V), donde se tienen dos conductores activos y un neutro.

Medidor Bifásico trefilar: Se utiliza para el registro de los consumos de energía de una acometida en baja tensión de dos fases y tres hilos alimentadas a la red de baja tensión de distribución trifásica tetra filar se usa para medir la energía consumida por apartamentos que requieren para su funcionamiento dos fases a 208 o 220 voltios.

Medidor trifásico trefilar: Se Utiliza para registrar el consumo de energía de una acometida trifásica de 3 fases sin neutro.

Medidor trifásico tetra filar: Se utiliza para registrar el consumo de una acometida trifásica en baja tensión de 3 fases y 4 hilos se utiliza para medir la energía consumida por apartamentos que requieren funcionar con tres fases a 208 o 220 voltios.

2.1.8.2 Bloque de pruebas.

Es un dispositivo que sirve para facilitar la conexión, el cambio y la ejecución de pruebas en los medidores de conexión indirecta, a él llegan las señales de corriente de potencia de los transformadores de medida.

A través de su accionamiento se pueden cortocircuitar las señales de corriente de los TC's y abrir las señales de potencia de los TP's para accionar con seguridad el medidor.

2.1.8.3 Transformadores.

Los transformadores de corriente y tensión son el elemento del sistema de distribución que se utilizan para tomar la corriente de línea y reducirla a un nivel

seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de control que lleguen al usuario final.

- **Transformador de tensión:** Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria o las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.
- **Transformador de corriente:** Este Transformador para instrumentos es en el cual la corriente secundaria en condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

2.1.8.4 Modem.

El módem recibe la información proveniente del ISP a través de la línea de teléfono, fibra óptica o un cable coaxial (dependiendo del ISP) y a continuación la convierte en una señal digital. El trabajo del router es el de canalizar esta señal a los dispositivos conectados, ya sea por cables Ethernet o por WiFi, para que todos sus dispositivos puedan tener acceso a internet. El router y el ISP no se pueden comunicar directamente porque emplean lenguajes distintos, o mejor dicho, transmiten distintos tipos de señales. De ahí que el papel del módem como intérprete sea tan relevante.

2.1.8.5 Cable multiconductor para señales de medida.

Esta especificación establece las características que debe reunir el cable multiconductor en las cuales se emplea para realizar el cableado entre los secundarios de los transformadores de corriente de potencial hasta el bloque de pruebas del medidor de energía.

El cable multiconductor debe ser diseñado y fabricado de acuerdo con lo establecido por la norma NTC 359.

2.1.9 EL ENFOQUE DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

El enfoque de las pérdidas de energía está orientado hacia cinco aspectos fundamentales y con esa misma concepción se diseñó este trabajo, para determinar las pérdidas corregirlas y controlarlas se deben seguir los siguientes pasos. Medirlas, seleccionarlas, detectarlas, normalizarlas y controlarlas.

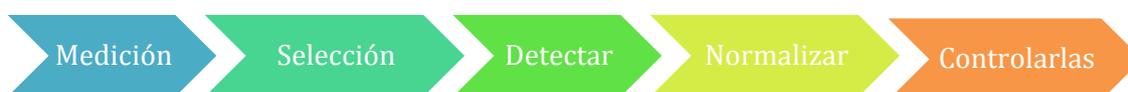


Figura 8. Etapas de la reducción de pérdidas

2.1.9.1 Medición.

Medir es la primera etapa para determinar si existen pérdidas y calcular el tamaño de las mismas así como la etapa del sistema de distribución en la que se encuentra la falla que genera la pérdida y de esa forma optimizar la toma de decisiones y la determinación de acciones a seguir para la posterior normalización y control de las mismas.

Las medidas se hacen por circuitos o barras a la entrada y salida de las subestaciones, en los ramales, individualmente por transformadores y finalmente a todos los clientes.

Condiciones generales.

- Se debe tener en cuenta las siguientes normas generales: Norma NTC 2288, NTC 2148, NTC 2147.
- En Colombia la energía eléctrica se factura teniendo en cuenta la energía activa y la energía reactiva. De acuerdo con la ley, el cliente que tenga un factor de potencia por debajo de 0,9 se le factura la energía reactiva.
- Para el registro de los dos tipos de energía existen medidores ya sean electrónicos o electromecánicos, en ambos casos el registro de la energía se basa en la integración de la potencia en el tiempo.
- De acuerdo con la capacidad instalada existen los 3 tipos de medición: directa, semi directa e indirecta.

Medición directa.

Es aquella en la cual se conectan directamente al medidor los conductores de la acometida, en este caso la corriente de la carga pasa totalmente a través de sus bobinas.

No es suficiente con solo medir, hay que hacerlo de tal forma que evitemos lo que se llama vulnerabilidad, es no dar la facilidad para que el cliente manipule la medida o se conecte de manera clandestina o fraudulenta; tanto en medida directa, semi directa o indirecta se establecen programas y planes de acción y cuando se evalúan los resultados esto muchas veces son desalentadores, las pérdidas de energía no se reducen de la forma como se quieren, son nulos o en algunas ocasiones hay aumento en los índices.

- *Redes de distribución de baja tensión abiertas y de fácil acceso.*
En muchos sectores especialmente los subnormales por el estado de las redes de distribución abiertas, permiten que los habitantes se conecten directamente y en forma masiva. En otros sectores recurren al fraude móvil conectándose en las noches y los fines de semana.
- *Acometidas abiertas y de fácil acceso.*
Igual que para el anterior inciso, los clientes se conectan en forma directa, aprovechando que la acometida permite este tipo de maniobras.

Lo hacen de manera muy fácil a través de las ventanas o mediante el uso de escaleras o varas.

- *Medidores sin tapa de bornera.*
Cuando el medidor no tiene tapa de bornera, desconectan la entrada y se conectan de allí o puentean la entrada por salida. Esta maniobra la hacen también en horas de la noche o en los fines de semana y por lo tanto no es detectado en una revisión de horario normal.
- *Medidores sin sellos en tapa de bornera.*
Con solo retirar la tapa de bornera tienen acceso para conectarse de forma directa.
- *Medidores sin sellos en la caja de principal.*
Un medidor sin sellos en la tapa principal es una puerta abierta al cliente para que pueda realizar diferentes tipos de maniobras para disminuir los consumos, que normalmente estaría registrando el medidor como, puentes, devolución de lectura, freno de disco.
- *Medidores en el interior de las viviendas y con acometida externa.*
Un medidor sin sellos y en el interior de una vivienda es aún más fácil de manipular sin que nadie lo vea y con la ventaja que la intervención la pueden tener en forma permanente y solo la retiran cuando advierten que van a efectuar una revisión.
- *Medidores sin caja a la intemperie.*
Un medidor a la intemperie con el tiempo pierde sus propiedades y no registran en forma correcta, además que da la oportunidad de ser intervenido.
- *Medidores mal anclados.*
Los medidores electromecánicos después de una inclinación de 30 grados comienzan a presentar error en la medida. Se han presentado casos donde los clientes durante el día voltean los medidores y estos no registran ni la mitad de lo que de verdad deberían registrar.
- *Medidores electromecánicos.*
Tener instalados medidores electromecánicos es dar la oportunidad para que la medida sea alterada, por el conocimiento que muchos electricistas entienden el funcionamiento de estos y tienen algunos trucos para frenar el disco. La solución son medidores electrónicos, no porque sean totalmente invulnerables sino porque son de mayor precisión y sus componentes ofrecen menos oportunidades de intervención por parte del cliente.

Medición semi-directa y Medición indirecta.

La medición semi-directa es aquella en la cual las señales de corriente se toman a través de transformadores de corriente y las señales de potencial se toman directamente de las líneas de alimentación a la carga y por su parte la medición indirecta es aquella cuyo medidor de energía no está conectado

directamente a los conductores de la acometida sino a los bornes de equipos auxiliares (bornera) de medición, tales como TC's y transformadores de potencial. Por este motivo la corriente que pasa a través del medidor es proporcional a la corriente de carga.

En estos dos tipos de medida la vulnerabilidad aumenta, ya que se tienen componentes adicionales tales como TC's y TP's los cables de control, el bloque de prueba, las subestaciones y armarios.

- En TC's y TP's sin tapa de bornera: Algunos de estos elementos tienen la tapa de bornera suelta y otros no la tienen, aquí se puede manipular la medida de forma temporal, se deben colocar tapas de borneras pero algunos transformadores tanto de corriente como de tensión son muy antiguos y no son fáciles de conseguir, una solución para controlar la manipulación de estos es aislar con cinta auto fundante y colocar un sello sobre esta.
- Transformadores de corriente de doble relación: Los transformadores de corriente en media tensión, con doble relación son fáciles de manipular cuando se han conectado por la relación más baja, cuando la conexión se cambia a la mayor disminuyen el consumo en un 50%. Se deben instalar TC's de una sola relación o para los que ya están instalados se deben conectar en la más alta y cambiar el factor multiplicador en la facturación.
- Transformadores sobrecargados: Según la demanda encontrada en terreno es posible que los TC's en las horas picos se sobrecarguen y no rateen en forma correcta. Según los fabricantes, garantizan transformación nominal de los TC's cuando son utilizados entre un 10% y el 110% de cargabilidad. Se debe tener cuidado a la hora de calcular la capacidad del mismo.
- Transformadores de corriente con bajo Borden: Estos son equipos que funcionan para un amperímetro, pero no para bobinas más los conductores instalados en serie, como es el caso de los medidores electromecánicos, los transformadores por saturación no funcionan. Para TC's en media tensión el borden debe ser de 25 VA. En medidas por debajo se recomienda que sean de 20 VA por fase, para un medidor electromecánico, para medidores electrónicos se pueden admitir de 10 VA en baja tensión.
- Medidores electromecánicos fáciles de manipular: Estos equipos, especialmente para grandes clientes resultan muy fáciles de manipular con sellos falsificados o fáciles de abrir, pueden hacerle cualquier tipo de intervención interna o acomodar el consumo a su voluntad. En grandes clientes lo mejor es instalar medidores electrónicos ya que estos presentan mayor dificultad para manipular.

- Medidor en cajas sin sellar: Algunos medidores se encuentran en celdas con gabinetes especiales para alojar los medidores, pero las tapas sin sellar, esto sumado a los borneros sin sellar, ofrece una alternativa muy fácil a la manipulación.
- Medidores con facilidad para soltarte de la base: Un medidor electromecánico cuando se inclina más de 30 grados comienza a presentar un error en la medición, la opción más económica es instalarlo dentro de un gabinete sellado y este anclarlo con chazos especiales.
- Bloques de prueba con las corrientes bloqueadas: Este elemento es muy útil para realizar pruebas a los equipos por media tensión sin tener que suspender el servicio, pero cuando los sellos son fáciles de quitar o facilitar, permiten el bloqueo de las corrientes o la apertura de las señales de tensión.

2.1.9.2 Selección.

Una vez medido el consumo del circuito, que se determina el volumen de las pérdidas, el lugar donde se encuentran y se hacen los análisis para la toma de decisiones se procede a la selección y diagnóstico de los circuitos, los ramales o los transformadores y para esto deben intervenir varios métodos, el más común es por crítica de consumos, pero se pueden realizar por consumo estimado, por consumo proyectado, por capacidad del transformador de distribución y a partir del factor multiplicador y por análisis de balances instantáneos.

- **Por crítica de los consumos.**
La mayoría de las comercializadoras de energía se limita sólo a este método, es decir al análisis de la variación significativa contra el consumo histórico, generalmente en cuentas que han tenido una disminución del 20% o 30%. Pero cuando el consumo aumenta no lo hacen. Porque para un comercial y comercializador es rentable que los consumos de un cliente aumenten.
- **Por consumo estimado.**
El requerimiento indispensable para hallar el consumo estimado es primero haber realizado un censo de carga y segundo conocer el factor de utilización del sector económico al que pertenece el cliente.

$$C. E. = kW \text{ inst } x 720 x F. U.$$

C. E. = Consumo estimado.

kWinst = Kilovatios instalados encontrados en el censo de carga.

720 = Horas del mes.

F. U. = Factor de utilización.

El factor de utilización es el porcentaje en que se utilizan los equipos electrodomésticos que se tienen disponibles. Y se calcula con una regla

de tres simple en la que intervienen la facturación promedio mensual, los kilovatios estimados por el censo de carga y las horas del mes:

$$F.U. = \frac{\text{Facturación mensual promedio}}{\text{Censo de carga} \times 720} \times 100 = \% \text{ utilización}$$

Cuando conocemos los kilovatios instalados y el factor de utilización simplemente todos los meses comparamos el consumo contra el estimado y de esta forma si podemos analizar la variación que se pueda presentar.

- **Por consumo proyectado.**

Para poder aplicar este método de análisis se debe tener una lectura actualizada y con la última lectura facturada se pueda tener el consumo proyectado de la siguiente manera.

$$C.P. = \frac{LR - ULf}{NDT} \times \text{Periodo de facturación}$$

LR = Lectura del día de la revisión.

ULf = Última lectura facturada.

NDT = Número de días transcurridos entre la última lectura y el día de la revisión.

Para el trabajo de los análisis resulta muy útil cuando se trabaja programas de pre-lectura para determinar cuentas donde no manipulan la lectura.

- **Por capacidad del transformador de distribución.**

Cuando encontramos transformadores de distribución particulares podemos estimar los consumos pero necesariamente debemos conocer el factor de utilización.

$$C.E. = kVA \times \cos \phi \times 720 \times F.U.$$

C.E. = Consumo estimado.

kVA = Potencia nominal del transformador exclusivo de distribución.

cos φ = Factor de potencia que generalmente se asume de 0.9.

720 = Horas del mes.

F.U. = Factor de utilización.

- **A partir del factor multiplicador.**

Se parte que en la medición semidirecta el factor multiplicador (FM), es igual a la relación de transformadores de corriente (RTC), en la indirecta el factor multiplicador (FM) es igual a la relación de transformación de corriente (RTC) multiplicada por la relación de transformación de potencial (RTP) en otras palabras es producto entre la relación de los transformadores de corriente y los transformadores de tensión.

- *Para medición semidirecta:* Se conoce el factor multiplicador (FM) o relación de corriente (RTC) y la salida de corriente por el secundario del transformador de corriente (TC) que es máximo para 5 Amperios. Hallamos la corriente máxima nominal del primario del transformador de corriente (TC).

$$FM = RTC = \frac{A_p}{A_s} \text{ donde } A_p = RTC * A_s$$

Teniendo la corriente la máxima del primario del CT, hallamos los KVA.

$$kVA = \frac{V \times A \times 1,7320}{1.000} \text{ luego hallamos los kW}$$

$$kW = kVA \times \cos\phi$$

Dónde:

kVA = Potencia aparente.

V = Voltaje fase-fase.

A = Corriente en un CT por el primario.

$$1,7320 = \sqrt{3}.$$

Luego calculamos el consumo estimado:

$$C. E. = kW \times 720 \times F. U.$$

- *Para medición indirecta:* Se conoce el factor multiplicador (FM) o relación de corriente (RTC) por la relación de transformación de potencial (RTP) y la salida de corriente por el secundario del transformador de corriente (TC) que es máximo para 5 Amperios. Hallamos la corriente máxima nominal del primario del transformador de corriente (TC).

$$FM = RTC \times RTP \text{ donde } RTC = \frac{FM}{RTP}$$

Teniendo la RTC y la corriente del secundario del TC, hallamos la corriente máxima del primario del TC:

$$RTC = \frac{A_p}{A_s} \text{ donde } A_p = RTC \times A_s$$

Con la corriente máxima del primario del CT, hallamos los kVA:

$$kVA = \frac{V \times A \times 1,7320}{1.000} \text{ luego hallamos los kW}$$

$$kW = kVA \times \cos\phi$$

Dónde:

kVA = Potencia aparente.

V = Voltaje fase-fase.

A = Corriente en un CT por el primario.

$$1,7320 = \sqrt{3}.$$

Luego calculamos el consumo estimado:

$$C. E. = kW \times 720 \times F. U.$$

2.1.9.3 Detectar.

Una vez se ha seleccionado el circuito a intervenir le corresponde al equipo operativo detectar en el terreno las causas. Tradicionalmente se revisa la acometida en forma parcial, se le realiza al medidor la prueba tiempo - potencia con carga resistiva y algunos realizan la prueba de registro cuando el medidor tiene decimales.

En una revisión completa el 60% de esta se realiza con herramientas virtuales, que corresponde al análisis de los consumos en terreno, el comportamiento del cliente y una serie de anomalías que se pueden identificar de forma visual, el otro 40% son las pruebas técnicas realizadas a la acometida y al medidor

- **La Evolución Del Fraude.**

Tabla 6. Fases de la evolución del fraude.

NIVEL	TIPO	MODALIDAD	EJECUTA	SOLUCION.
I	Fraude casero	Ancla de tensión, puentes, servicio directo	Usuarios o electricistas	Inspección visual.
II	Intervención interna del medidor	Manipulación de sellos, corte de bridas, manipulación de pivotes o imán de freno, puentes internos	Electricistas	Método tiempo potencia y equipos patrones.
III	Devolución de lecturas	Falsificación de sellos y devolución mensual	Electricista y mafias	Seguimientos con pre-lecturas, análisis de consumo, medidor testigo y mejora en sellos.
IV	Manipulación de registro	Limar piñones, cambio de piñones, cambio del integrador	Electricistas	Prueba de integración, cambio a medidores electrónicos y macro medición con medidores electromecánicos.
V	Intervención de la acometida	Derivación directa antes del medidor, con cuchillas de paso o con contactores	Electricistas	Acometida a la vista, pruebas de acometidas y macro medición con electromecánicos.
VI	Fraude móvil	Servicio directo temporal en las noches o en los fines de semana	Electricistas	Red trenzada y cuadrillas de vigilancia en horarios nocturnos y macro medición con medidores electrónicos con perfil de carga.

- **El aforo o censo de carga como herramienta de análisis**

El censo o aforo de carga lo realizan la mayoría de las electrificadoras y lo registran dentro de sus formatos de inspección y en las actas cuando se encuentra algún tipo de anomalía para posteriormente utilizarlo en la liquidación de las sanciones y/o los reintegros. En muchas empresas los técnicos se limitan a tomar datos de placa o a dar un dato por apreciación, pero solo por cumplir con un procedimiento, perdiéndose la oportunidad de utilizarlo como base para el análisis de consumos.

El censo es una de las herramientas de mayor utilidad para analizar los consumos estimados contra el comportamiento de la facturación. Es de gran utilidad tanto para atender reclamos, ubicar pérdidas de energía, además para el departamento de análisis resulta la base más confiable.

El censo o aforo de carga es un conteo ó inventario de equipos o artefactos eléctricos cuya característica final es la potencia en kilovatios (kW).

- **Toma o recopilación de datos**

Esta labor se puede realizar de tres formas:

Por placa de características: Todo equipo cuenta con una plaqueta donde están registradas las características del equipo y entre ellas los datos eléctricos, voltios (V), amperios (A), caballos de fuerza (H.P.) y factor de potencia o coseno ϕ , vatios (W) o directamente los kW.

Por medición de tensión y corriente: En el supuesto caso de no tener la placa de características o porque se encuentra en un lugar no accesible, se mide con la pinza voltiamperímetro los voltios y los amperios por cada fase. Estos datos se tienen en cuenta para convertirlos luego en kW.

Por Tablas establecidas: También se llaman tablas predeterminadas, y son aquellas que las electrificadoras han establecido por electrodoméstico o por equipo eléctrico.

- **Utilidad de los censos o aforos de carga**

En la parte externa de los inmuebles para diseños y cálculos de acometidas, medidores, parciales y protecciones.

En la parte interna en el cálculo del totalizador y los circuitos de iluminación, calefacción Y fuerza.

Cuando necesitamos el servicio para un inmueble, con los kW que se requieren en iluminación, calefacción y fuerza y el total de los tres, solicitamos a la comercializadora de energía la carga necesaria.

El tercer uso y el que más nos interesa es para estimar consumos que nos sean útiles en la oficina para seleccionar las cuentas que se deben

revisar para recuperar pérdidas y en el terreno también como herramienta de análisis en la detección de pérdidas y en la atención de reclamos por alto consumo.

- **LAS 70 ANOMALIAS QUE SE PUEDEN DETECTAR EN FORMA VISUAL**
Todo lector, auxiliar, técnico, supervisor o ingeniero, debe estar en capacidad de observar cualquiera de las siguientes anomalías.

En la acometida

1. Identificar cuantas acometidas existen para el predio y si están medidas. Los revisores llegan a los predios y observan la acometida y el medidor, pero no revisan otras acometidas clandestinas que pueden estar camufladas por entre árboles o en casas con doble frente por el otro costado.
2. Acometida trifásica cuatro hilos con un contador de las mismas características y no con un monofásico dos hilos o tres hilos.
3. Observar que el cable de las antenas o el teléfono, realmente este prestando este servicio y no sea un disfraz para un servicio directo.
4. Servicios directos con cables que bajan camuflados por los postes. Le hacen regatas a los postes de concreto, bajan cables conectados a la red, entran a la vivienda en forma subterránea y luego los cubren con cemento. También se han encontrado este tipo de trabajos en postes de madera.
5. Servicio directo con cables que bajan camuflados por los templetes o vientos. Es una muy parecida al del punto 4, pero se hace por debajo del cable de los templetes y también entra en forma subterránea.
6. Amarres sospechosos de la acometida en la entrada del tubo. Colocan templetes al tubo de la acometida, dichos templetes los hacen en cable o alambre aislado, pero si nos fijamos bien son servicios directos que se conectan a la entrada del capavete perforando la acometida.
7. Acometidas escondidas en el cielo raso de la vivienda. Las acometidas entran por el cielo raso de las viviendas antes de llegar al medidor. Se encuentran viviendas con frentes sin arreglar, pero el cielo raso muy bien presentado, por el cual ingresa el cable de la acometida, luego puede volver a salir a la vista y llegar al medidor. La acometida puede estar derivada en la parte donde no la vemos.
8. Se notan repelles o pañetes en la pared o en el piso en acometidas subterráneas, esto por el lugar donde pasan los duetos, se notan "remiendos" en los pañetes o en la pintura.
9. Acometidas extensas dentro de la casa y medidores en el interior de estas con difícil acceso para la toma de lectura y de fácil manipulación para el cliente. La tendencia es sacar los medidores para el exterior de las viviendas no instalarlos en la parte interna. Se han encontrado viviendas que en su diseño arquitectónico les dejan un tramo grande de

acometida empotrada entre la entrada a la vivienda y el lugar donde se instala el medidor.

10. Acometidas para medidores con neutro directo y con una de las dos fases desconectada en el tendido. En este caso el medidor está detenido. Este tipo de medidores también llamado de elemento y medio o 240 V, esta tipo de medida no es recomendable porque son fáciles de manipular.
11. Cable de acometida concéntrico con "cirugía". Cuando la acometida se encuentra a la vista, por el tramo que baja por la pared la derivan, rompen la pared e ingresan en forma directa a la vivienda. Esto generalmente lo hacen donde se instala la abrazadera para que no se observe.

En los sellos o precintos

12. El medidor tiene sellos de plomo nuevos (brillantes). Este tipo de sello se deje de instalar en el país hace muchos años, pero en algunas regiones donde no ha habido campañas de cambio de medidores obsoletos aún se encuentran.
13. El alambre del sello de plomo es de cobre y se encuentra nuevo. Con tantos años de instalados este tipo de sellos no se puede encontrar así.
14. El alambre de los sellos y el mismo sello, presenta exceso de óxido. Pudo ser "aviejado" con un ácido. Esto sucede porque mensualmente rompen los sellos, devuelven la lectura e instalan nuevos que son falsificados.
15. Si se cuenta con experiencia y se conoce de sellos, se puede identificar aquellos que son imitación, los cuales generalmente son de mejor calidad que los originales. En las regiones donde aún existen esta clase de sellos, los técnicos deben llevar una muestra de los originales para que hagan la comparación. Cuando tengan sospecha, deben retirar un sello o el mismo medidor y llevarlo al laboratorio para que este determine su estado.
16. Sellos con señales de manipulación : Los de plomo repisados con alicate o con muestras de haber sido abiertos con aguja, los de candado abiertos, pegados y el alambre de este manipulado y los rotoseal rayados o también llamados tipo mariposa con el tambor afuera o sin número de pinza .
17. La serie de los sellos de la tapa principal coinciden con la serie de la caja de conexiones o bornero. Los sellos de laboratorio y los que colocan los técnicos en la bornera o caja de conexiones al momento de instalar siempre son de diferente serie y en muchas comercializadoras de diferente color.

18. Guaya o alambre del sello roto y escondido dentro del hueco del tornillo que fija la tapa. El alambre del sello generalmente se encuentra roto, solo con moverlo nos vamos a dar cuenta.
19. Sellos de fibra óptica, donde la luz no tiene continuidad. Este tipo de sellos es utilizado por algunas comercializadoras para sus grandes clientes al alumbrar con una pequeña linterna por un extremo de un conductor parecido a un nylon que se inserta en los tornillos de fijación del medidor, la luz debe salir por el otro extremo.

Visuales externas en el medidor

20. Medidor de elemento y medio (de 240 V. Y neutro directo). En una red trifásica, tetra filar. La bobina de tensión de este medidor fue construida para 240 V y al instalar este tipo de medidor en la red hay 208 V y en algunas partes 220, por lo que al hacer la prueba se han encontrado que dejan de registrar el 17% y 35%.
21. Medidor desnivelado más de treinta (30) grados. Para el caso de los medidores electromecánicos.
22. En el lugar donde se encuentra el medidor casi siempre hay polvo, y al observar el contador se encuentra limpio. Lo primero que debemos preguntar si fue recientemente instalado, de lo contrario le quitan el polvo para destapararlo y devolver la lectura.
23. El polvo que cubre el medidor debe ser uniforme y no estar salpicado, si esta así hay posible devolución de lectura.
24. En el piso o alrededores hay muestras de que recogieron tierra para salpicar el medidor. Cuando se trata de centros de distribución.
25. Cuando el medidor se encuentra en una caja con vidrio y tiene empaque, se debe observar el estado de dicho empaque. Se ha encontrado que retiran el vidrio y manipulan el medidor y luego nuevamente colocan la ventana. Siempre el empaque queda con huellas.
26. Tornillos que fijan la tapa principal o la placa de características con señales de maltrato. Los tornillos que traen los medidores son fabricados en bronce y cubiertos con un baño electrolítico de zinc, cromo o galvanizados. Dichos tornillos son tocados máximo tres veces, cuando ensamblan el medidor, cuando le hacen la prueba de protocolo o en alguna ocasión cuando los retiran para probarlos en el laboratorio. Tienen maltrato y se nota que perdieron el recubrimiento electrolítico cuando son manipulados cada mes para devolver la lectura.
27. Placa de características y numerador fuera de su lugar. Si observamos la posición del numerador nos vamos a dar cuenta de este detalle.
28. Se observan huellas digitales en la placa de características o estas rayadas. La superficie de la placa de características es muy sensible a la

- grasa, al sudor de las manos y a la suciedad y esto se refleja en las huellas que se pueden observar cuando un medidor ha sido manipulado.
29. Conductores conectados a la entrada o entradas del bornero, es decir antes de pasar por la bobina de corriente y por tanto el consumo o parte del consumo no se registra.
 30. En el piso o en la caja del medidor hay sellos retirados o alambres o guayas de sellos. Por "descuido" de las personas que manipulan los medidores. En los centros de distribución hay que fijarse en los rincones.
 31. El medidor se encuentra salpicado con pintura, esta puede estar tapando una perforación. Los clientes que realizan este tipo de maniobra acostumbran a pintar la fachada o la caja donde está instalada la medida y lo dejan salpicado de pintura "pecoso", perforan la tapa principal y le introducen un alambre para frenar el disco. Esto lo hacen en la noche o en los fines de semana. Luego en la mañana retiran el elemento que frena el disco y con un pincel y pintura del mismo color de las salpicaduras cubren el agujero. Se ha encontrado inclusive en medidores con tapa de vidrio.
 32. Medidor con vidrio roto. Esto por accidente o voluntariamente.
 33. Medidor empañado con agua.
 34. Dígitos corridos. Cuando manipulan el medidor cada mes para devolver la lectura, el numerador termina averiado y los números no se observan bien al frente, esto solo debe suceder con el último dígito de la derecha cuando corresponde a lecturas con decimal.
 35. Agujas manipuladas en integradores de relojes o agujas. En las regiones donde aún existe este tipo de medidores se puede observar que a las agujas se les cae la pintura o no tienen secuencia lógica, por ejemplo la aguja del segundo reloj se encuentra en la mitad entre el uno y el dos y la aguja del primer reloj de la derecha en el cero cuando debía estar en el cinco.
 36. Integrador corresponde a otro medidor. En medidores de la misma marca y diferente relación e inclusive se han encontrado en medidores de distinta marca. Para identificar esta anomalía se requiere de un poco de experiencia.
 37. Elementos extraños en el medidor como son puente entre entrada y salida de corriente y huecos con agujas frenado el disco.
 38. Entrada por salida en la caja de conexiones. En medidores monofásicos el medidor gira hacia atrás, pero en trifásicos el cambio en el sentido de la corriente, si en teoría las cargas son equilibradas, un elemento anula al otro y solo registraría el 33%.
 39. Puente o ancla de tensión externa con señales de manipulación. Esto en medidores antiguos.
 40. Se observan que los tornillos de la caja de conexiones o bornero están "fogueadas", esta señal nos muestra que está siendo puenteado o se toma una línea directa en forma temporal en las noches o fines de

- semana. Sucede cuando la tapa de la bornera es muy corta o muy flexible y se deja levantar.
41. Aro manipulado o con soldadura. En medidores redondos antiguos.
 42. Guías del aro manipuladas. En medidores redondos antiguos.
 43. Tornillos que fijan la tapa principal rotos y la tapa pegada o simulando estar pegada y el medidor lo abrieron o lo abren en cualquier momento.
 44. Orejas de fijación de la tapa principal rotas. El medidor fue abierto y le pegaron las orejas de fijación. Esto es muy fácil de identificar porque se nota que están fracturadas y tienen pegante.
 45. Giro irregular del disco. Generalmente es porque el disco está torcido "pandeado" o porque fueron manipulados los cojinetes, en este caso usted observará siempre el disco rayado. El giro irregular solo se presenta cuando se encuentran conectados soldadores de punto o equipos de soldadura de arco, inyectoras o en centros de copiado donde tienen muchas máquinas trabajando.
 46. Cuando observen que el medidor gira sin carga o en sentido contrario, vea que no se debe a la marcha en vacío. Cuando esto sucede la marca del disco se debe detener en el centro del contador. Según lo anterior un medidor después de haberle desconectado la carga es decir teniendo apagado todo, y al cabo de un buen rato, la marca del disco se debe encontrar al frente, si esto no sucede puede ocurrir que el medidor esté frenado.
 47. Recuerde escuchar siempre si hay ruido de equipos eléctricos o si hay luces encendidas y por tanto el medidor debe estar registrando.
 48. Observe los aires acondicionados. En estos se puede ver si estuvieron en funcionamiento. Cuando los tienen conectados a un servicio directo, el cliente los apaga y manifiesta que están averiados.
 49. Observe en la parte de atrás de las cajas de los medidores, cuando existen cuadros o escarapates, estos pueden estar ocultando cuchillas o contactares para doble paso.
 50. Escuche si hay ruido de entrada y salida de contactares. Algunos clientes que manipulan la medida especialmente en fincas utilizan contactares en lugar de cuchillas de doble paso.

Adicionalmente a lo anterior, para equipos de medida semidirecta e indirecta se debe tener en cuenta:

51. Cuando escuche transformadores de corriente en medidas por baja tensión con ruido y calientes, estos tienen la señal de corriente abierta y no registran por este elemento.
52. Observe encintados sospechosos o empalmes en las señales de tensión o corriente. En los CT de media tensión, cuando se abre la señal, estos estallan, por tanto no es frecuente que se realice allí este tipo de maniobras, pero si en las señales de tensión.

53. Hay que observar las mismas características ya explicadas en medida directa para los sellos y tornillos del bloque o bornero de pruebas.
54. En los bloques o borneros de pruebas de anclas, cuando la tapa es plástica y transparente se debe observar que el ancla de cada elemento de la parte superior no esté corrida a la izquierda, cuando esto sucede hay bloqueo y el registro se anula.
55. El cable de las señales multiconductor o con cable convencional no debe quedar oculto en lugares donde no se justifica, puede tener sensores de luz para conectar y desconectar.
56. La distancia del lugar donde se encuentran instalados los medidores de corriente no debe estar a más de 7 metros del lugar donde se encuentra el medidor, con distancias superiores y con bajo BURDEM en los TC's se puede saturar los VA y anularse el registro, además de que en distancias muy extensas se presta para intervención de las señales.
57. En algunas marcas de medidores, el display muestra cuando una o varias señales de tensión están desconectadas.
58. Medidores electrónicos mostrando error en el display.
59. No deben existir seccionadores antes de la medida en media tensión, esto se debe presentar solo en los arranques del circuito o en acometidas subterráneas en el poste.
60. Observar si los CT o TP tienen características de forma o tamaño diferentes entre sí.
61. Hale o toque las señales de tensión que entran al bloque de pruebas y a las cajas de conexiones del medidor o medidores, pueden estar simulando que hacen contacto o se están desconectando y conectando a voluntad.
62. Observe cuando pueda por debajo del bloque de pruebas o de las cajas de conexiones, que las señales de tensión efectivamente están cogidas del cobre y no del aislante.
63. Cuando en las subestaciones de los clientes se encuentran guantes aislados para media tensión, cables gruesos con caimanes grandes y pértiga, estos elementos se pueden utilizar para puentear los CT por el primario.
64. También son sospechosas escaleras de madera o fibra cerca de los equipos de medida en baja tensión.
65. Observe la cerradura de la puerta de la subestación, está puede tener un interruptor que al cerrar dicha puerta desconecta una señal de tensión y en algunos casos dos o todas las señales.
66. En el piso pueden existir sensores de alarmas que también cumplen con la función del punto anterior.
67. Observe los empaques de los vidrios de las puertas de las subestaciones, pueden estar maltratados, esto es señal de que el vidrio es removido para manipular el medidor o los CT 'S.

68. las paredes de la celda de medida de las subestaciones no pueden tener remiendos o puertas adicionales en la parte posterior.
69. Existen transformadores de distribución de doble fondo cuando la medida se hace por baja. Es común que esta modalidad la realicen cuando se encuentran en subestaciones de local o en poste entrando por el centro del poste y subterránea a las instalaciones del cliente.
70. Tenga en cuenta aquellos clientes que lo demoran en la recepción o en la portería y durante la espera se va la energía dos veces. En ese momento pudieron retirar un fraude móvil para que al revisar no encuentre nada.

2.1.9.4 Normalizar.

Normalizar es la suma de la remodelación y la corrección de la totalidad de los clientes de un sector. Esto implica reconfiguración de la red, cambio de transformador si no es el apropiado, blindaje de las bajantes del transformador, cambio de posterior si no reúne las características técnicas, cambio de la red abierta por trenzada, instalación de cajas de distribución, arreglo del alumbrado público, cambio de acometidas abiertas por concéntricas, instalación de cajas y medidores, revisión de los medidores y por último la instalación de la puesta a tierra.

En la etapa de normalizar medianamente se detectan las pérdidas o se hacen bien, pero a costos muy altos y las correcciones se hacen a medias invirtiendo recursos solo en revisar y volver a revisar.

Cuando se tienen pérdidas de energía y no se corrigen de forma adecuada, es igual a cuando un médico tiene un paciente y le diagnostica una enfermedad y le da solo calmantes para su mal y no se dedica a curarlo definitivamente. Y eso realmente es lo que muchas empresas hacen, piensan que invertir en remodelar tiene muy altos costos y se dedican a invertir en pago de revisiones y normalizaciones parciales que a largo plazo resultan más costosas que haber invertido en una solución definitiva desde el primer momento.

El mejor trabajo que se puede hacer para reducir las pérdidas es trabajar por circuitos, haciendo responsable a un solo contratista de llevarlas hasta un nivel pactado contractualmente y luego sostenerlas. Para lo anterior, es necesario contar con 3 aspectos fundamentales que son: tener normalizado el sector en cuanto a vulnerabilidad de las redes, tener macro medidores en los transformadores y asociados a la toma de lecturas del sector y contar con un sistema de información comercial actualizando, en especial en lo que se refiere a las cargas instaladas y los factores de utilización por sector económico.

2.1.9.5 La inversión en recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas

Para esto se debe partir de dos premisas:

- *Primera:* Cuando se invierte en recuperación de pérdidas técnicas mediante la remodelación de las redes de baja tensión y las acometidas y además se aplica la metodología propuesta en este capítulo se garantiza la recuperación de las pérdidas no técnicas.
- *Segunda:* Cuando se invierte solo en recuperación de pérdidas no técnicas, no hay recuperación de pérdidas técnicas salvo que al disminuir la demanda disminuyen las pérdidas por PR, pero no se disminuye la vulnerabilidad de las redes y las acometidas y los seguimientos son costosos y poco efectivos.

Sin pretender hacer un análisis financiero profundo, se encuentra con la sorpresa que en varios circuitos que han sido remodelados, la recuperación de las pérdidas técnicas ha cubierto la inversión en muy corto plazo. Por tanto valdría la pena que las comercializadoras de energía compararan lo que pagan a los contratistas por revisiones Y normalizaciones de acometidas y medidores en un sector determinado y lo que les costaría remodelar la red.

- **Diferencia entre corregir y remodelar**

La corrección en una instalación implica una acción aislada y particular, que muy poco aporta a una solución general. Se realiza cuando se detecta una anomalía

Y se normaliza bien sea la acometida o la medida. Además algunas actividades solo se ajustan al cumplimiento de las normas técnicas y no implican recuperación de energía. Las correcciones solo se deben realizar en los siguientes casos: cuando el cliente lo solicita, hay un fraude evidente, encontramos una anomalía en una revisión originada por un reclamo, una revisión por denuncia, en una revisión que se originada por el área de análisis o existe un peligro inminente de accidente.

La remodelación implica tomar acciones sobre todo un sector y mediante estas recuperar las pérdidas técnicas y no técnicas y en especial eliminar la vulnerabilidad y por tanto la posibilidad de hurto de energía.

Tabla 7. Fases del proceso de normalización del servicio.

ACCIÓN	DESCRIPCIÓN	RESPONSABLE Y REGISTRO
Inicio	Se seleccionan los sectores donde se deben normalizar las redes de media y baja tensión de acuerdo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none"> • pérdida de energía • Vulnerabilidad de la red • Estado técnico de las redes • Estado de la cartera • Seguridad para los clientes. 	Coordinadores de redes de la comercializadora y del contratista. Actas de reuniones.

Gestión Comunitaria Previa.	Se realiza un primer acercamiento con los líderes comunitarios. Es recomendable que estén acompañadas del responsable del levantamiento de la red y que en lo posible ese mismo realice esta labor.	Grupo de Gestión Comunitaria, coordinación de redes. Formato control de visitas.
Entrega de información para el levantamiento.	Se entrega un plano de la zona con toda la información que se tenga disponible en el sistema de información comercial.	Coordinador de redes. Planos y orden de trabajo.
Levantamiento del circuito de M.T. y B.T	Siguiendo el procedimiento "Guía para el levantamiento de circuitos", el técnico de diseño, realiza un levantamiento de las líneas primarias de distribución, líneas secundarias con todas sus características asociadas.	Técnico o ingeniero responsable. Formatos y el control de trabajo.
Diseño del proyecto y cálculo de costos	Con la información recuperada se realiza el diseño de la nueva red de media y baja tensión y las cantidades de obra y los costos.	Responsables del diseño. Nuevo diseño y memoria de cálculo. Coordinador de redes.
Entrega del diseño a la comercializadora.	Se entrega el diseño a la comercializadora de energía para su revisión y aprobación	Planos, memorias de cálculo y cotización y constancia de entrega.
Aprobación del diseño	La comercializadora hace los análisis respectivos y las modificaciones que estime conveniente para aprobar y dar la orden de ejecución.	Responsable en la comercializadora. Orden de trabajo.
Reunión de exposición ante la comunidad	Con el diseño aprobado, junto con el equipo de gestión comunitaria y la comercializadora, se hará una segunda reunión. Allí se expondrán los alcances de las labores y se firmara un acta de compromiso	Coordinador de redes, gestión comunitaria y el representante de la comercializadora. Acta de compromiso.
Acta de inicio de obra	Se hace el acta de iniciación de obra y se firma por parte de los técnicos. Acta de inicio de obra representantes del contratista y del comercializador.	Director operativo o coordinador de redes y de comercialización
Replanteamiento	El caporal responsable de las brigadas de remodelación recorre el sector y establece las necesidades de mano de obra y de imprevistos que puedan surgir.	Caporal. Libro de obra.
Cronograma de actividades	Se procede a programar las actividades a realizar en el proyecto teniendo en cuenta la capacidad de trabajo de la brigada. Este cronograma abarca toda la duración de la obra.	Coordinador de redes. Cronograma de trabajos.
Cronograma de cortes de energía (Libranzas)	Se establece junto con la comercializadora el cronograma de cortes de energía para los sectores	Coordinador de Redes y responsable en la comercializadora.

	aprobados.	Formato de cronogramas de libranzas.
Entrega de órdenes de ejecución	Se entrega la orden de servicio al grupo operativo, teniendo en cuenta el cronograma de libranzas, para que estos organicen la ejecución	Coordinador de redes. Registra en el sistema de información la orden de trabajo.
Alistamiento de materiales y equipos	El caporal recibe la "Orden de trabajo" en el respectivo formato y realiza la solicitud del material necesario para su ejecución al almacenista debe prepararlo en horas de la tarde para entregarlo al día siguiente a primera hora teniendo en cuenta el formato de solicitud de materiales.	Almacenista. Registra la reserva en el sistema de información.
Coordinación con Gestión Comunitaria	Se coordinarán las acciones gestión comunitaria que se van a realizar durante la remodelación y normalización.	Coordinadores y supervisores. Formatos de control de materiales y de la información.
Ejecución de actividades	La ejecución de actividades se hará en cuatro frentes: remodelación de redes, normalización de clientes, macro medición y asociación	
Gestión Comunitaria	Prestarán apoyo con los clientes donde se requieran, además desarrollaran las actividades programadas para el sector.	Gestoras comunitarias. Informe de actividades realizadas
Macro medición y asociación de clientes	El grupo encargado de la macro medición instalará en cada transformador de distribución un equipo de medida para realizar el vínculo de los clientes para registrarlos en el sistema comercial.	Grupo responsable de la macro. Formato de levantamiento y vínculo de clientes.
Informe de actividades	Cada grupo deberá rendir un informe de todas las actividades realizadas y el Director Operativo hará un consolidado para presentarlo a la comercializadora	Responsable de cada frente, coordinadores y coordinadores operativos. Informes en el sistema de información.
Digitación de la información	Se digitara en el aplicativo correspondiente la información recolectada y los materiales utilizados para descargarlos a los responsables. La información se debe subir al sistema comercial de la comercializadora en un máximo de 3 días.	Coordinación del grupo de digitación. Registros en el sistema comercial.
Entrega de obras	El coordinador de redes y el de normalización, harán entrega en terreno de las obras al responsable de la comercializadora.	Coordinador de redes y de normalización y representante de la comercializadora. En Acta de entrega.
Acta de entrega	Para obra después de recibida en terreno y conciliación se le debe hacer	Director de proyecto y responsable de la

	un acta de entrega, el cual se constituye en documento oficial para anexarlo con la factura de cobro.	comercializadora. En acta de entrega.
Pre factura	Para cada acta conciliada se elabora una pre-factura con su respectivo consecutivo. El objetivo de esto es no dejar acumular entregas de obras ni conciliaciones.	Director del proyecto y representante de la comercializadora. Con pre factura.

- **Selección de sectores**

En la selección de sectores para remodelarles las redes de media y baja tensión se recomienda tener los siguientes criterios:

- ***Pérdidas de energía en el sector:***
Se deben clasificar de acuerdo al nivel de pérdidas, priorizando aquellos donde se puede recuperar rápidamente y por tanto mover el indicador. Es posible que algunos sectores tengan redes abiertas e inclusive también las acometidas y no tengan tendencia al fraude, estos se deben dejar para remodelarlos al final y no tomar los recursos de aquellos que si hay pérdidas.
- ***Vulnerabilidad de la red:***
Son aquellos sectores que durante el día no se observan servicios directos, pero que en las noches o los fines de semana se conectan directamente aprovechando que las redes son abiertas y de poca altura.
- ***Calidad de las redes de media y baja tensión:***
Son las redes donde las condiciones técnicas son pésimas y por tanto las pérdidas técnicas son altas y se presentan caídas de voltaje que causan malestar entre los clientes. Cuando sucede esto se incurre en pago de electrodomésticos por daño y los clientes no están motivados para cancelar su factura.
- ***Estado de la cartera en el sector por acceso a conexiones directas:***
Cuando el monto de las deudas en un sector son altos y aun cuando se establezcan planes de financiación y acuerdos de pago y no se vean los resultados positivos, la causa es que el estado de las redes está permitiendo que los clientes se conecten en forma directa y por tanto no les interesa ponerse al día.
- ***Riesgo para pérdidas de vidas humanas y materiales***
Existen redes que además de presentar vulnerabilidad pasan muy cerca de las fachadas o son de poca altura y por tanto representan un riesgo inminente para la vida de los habitantes o para sus propiedades debido al riesgo de corto circuitos que pueden ocasionar incendios.

- **Normalización en equipo**

Una recomendación especial es que los trabajos de remodelación de redes y los de normalización de acometidas, cajas y medidores no se hagan por separado. El primer grupo casi nunca tiene inconvenientes con la comunidad, pero al segundo muchas veces no le permiten hacer su trabajo o la resistencia es muy grande y se pierde mucho tiempo en convencer a las comunidades. Realizarlo en grupo agiliza las labores de todos.

Para la ejecución de las actividades, el grupo de trabajo se debe dividir en cuatro frentes. El frente de remodelación, será el responsable de la remodelación de las redes de media y baja en tensión, el frente de normalización, será el responsable de las inspecciones, los cambios de acometida y/o medidor o su reubicación, el frente de macro-medición y el de gestión comunitaria.

En la jornada de remodelación y normalización siempre debe estar presente el grupo de gestión comunitaria realizando todas las actividades que se tengan previstas con la comunidad tales como funciones lúdicas, cursos sobre uso eficiente de la energía, seguridad en el hogar, jornadas de salud, de recreación, entrega de cartillas y en fin todas aquellas que motiven a la comunidad y ayuden al cambio cultural del cliente con respecto a la utilización del servicio .

- **Qué hacer con los que se encuentran con fraude en la normalización**

Con el método "El Caminante" es posible que previamente se tenga establecido cuales clientes tienen manipulado su medidor o intervenida la acometida. Cada comercializadora de energía es autónoma de tomar las acciones que crea necesarias pero yo en particular recomiendo hacer lo siguiente:

- A los clientes de estratos bajos se les debe informar sobre la anomalía encontrada y no sancionarlos para no crear choque con la comunidad y un problema posterior de cartera, ya que va a ser muy difícil que paguen y al cortarles van a tratar de conectarse en forma directa. Se deben dejar en la lista de seguimiento y reinciden se les debe aplicar lo establecido en el contrato de condiciones uniformes.
- A los clientes de estratos altos, al comercio y a los grandes consumidores, debido a su capacidad de pago se les debe cobrar lo que se tiene establecido en el contrato de condiciones uniformes y dejarlos en la lista de seguimiento para tenerlos vigilados todo el tiempo en el sistema y en el terreno .

- **Macromedir siempre lo normalizado**

Con el fin de realizar los balances posteriores para evaluar los resultados de la remodelación y normalización, siempre en cada transformador se debe instalar un macro-medidor en conexión directa o semidirecta de acuerdo a la carga de dicho transformador de distribución. Este mismo grupo debe realizar un nuevo vínculo.

Cliente red transformador para actualizarlo en el sistema comercial y el levantamiento de toda la información comercial.

- **Evaluar cuando el circuito pasa a la fase de Seguimiento**

Para que un circuito pase a la fase de seguimiento es necesario que se cumplan los siguientes requisitos.

1. La red no es vulnerable y se encuentra en un 90% normalizada.

Solo quedan pequeños sectores con red abierta donde se ha comprobado que no hay tendencia al fraude. Pero esto no significa que posteriormente no se vaya a realizar esta labor cuando existan recursos disponibles siempre y cuando no se prive de estos a los sectores con altas pérdidas.

2. Todos los transformadores se encuentran macromedidos y se garantiza el correcto funcionamiento de los equipos de medida.
3. El macromedidor se encuentra asociado al ciclo de lectura para realizar los balances.
4. El circuito en la subestación está medido y el equipo que lo hace funciona correctamente.
5. Se ha comprobado que la asociación cliente-red-transformador es correcta.
6. Las cargas del circuito están balanceadas.
7. El nivel de pérdidas se ha bajado hasta un 12% y los grandes clientes tienen su medida certificada.
8. La cobrabilidad en el circuito ha llegado a un 95%, es decir la cartera tiene un buen comportamiento.
9. Se ha firmado el contrato de seguimiento con el contratista donde este garantiza que las pérdidas se van a sostener y en caso de aumentar será multado y en caso de disminuir tendrá una bonificación adicional.

2.1.9.6 Controlar

Una vez disminuidas las pérdidas se deben controlar, esto mediante vigilancia especial por medio del sistema, para luego enviar personal a revisar al terreno las que verdaderamente se salen de los rangos y resultan sospechosas esto garantiza un mejor acierto a menor costo.

Está comprobado que las comercializadoras de energía que reducen sus pérdidas a los niveles deseados y no cuidan los indicadores, en poco tiempo vuelven a tener pérdidas considerables. Esto funciona igual que en un sector donde se observa la presencia de ladrones se llama a la policía para dispersar los, pero si la policía no vuelve al sector estos regresaran; lo mismo sucede con el control de pérdidas, lo que garantiza que se sostengan y en muchos casos se reduzcan aún más es que los clientes se den cuenta que hay un control en las zonas.

2.2 MARCO INSTITUCIONAL.

2.2.1 DICEL S.A ESP.

DICEL S.A. E.S.P. es una Compañía Colombiana Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica, que tiene presencia a nivel nacional, con tarifas competitivas dentro del mercado y con un completo portafolio de servicios que proporcionan seguridad y confianza en la administración de la energía.

DICEL S.A. E.S.P. posee la capacidad para suplir la demanda de energía en el territorio nacional y así ofrecer las mejores alternativas para el mercado regulado y no regulado, permitiéndole llegar a: Conjuntos Residenciales, Edificios, Industrias, Comercio, el Agro Campo y Centros Comerciales entre otros, con un excelente servicio personalizado.

El servicio personalizado y estricto cumplimiento de sus compromisos, acompañados de prudencia en el manejo del riesgo, les han permitido tener hoy una excelente reputación y la proyecta como una de las empresas con más futuro en la industria de la energía eléctrica.

2.2.1.1 ¿Cómo Nace DICEL S.A ESP?

Durante los años 1995 y 1996 los empresarios del Valle del Cauca, en especial los ubicados en la zona metropolitana de Cali (Cali, Palmira, Yumbo, Jamundí, Puerto Tejada, Candelaria) manifestaron en sus eventos gremiales y dieron a conocer al Alcalde de Cali, en ese entonces, su preocupación por las altas tarifas y la baja calidad del servicio de energía prestado por las empresas encargadas de su suministro en la región, EMCALI y EPSA.

La Alcaldía de Cali no mostró ningún interés en el tema, no así la de Palmira, que con su burgomaestre doctor Guillermo Cabal y la gerencia de las empresas municipales, en cabeza de Carlos Humberto Sierra, se dieron a la tarea de conformar una organización con el objetivo de tomar acciones concretas encaminadas a participar en el mejoramiento de las condiciones de prestación del servicio de energía a los industriales de la región a través del que denominaron “Frente Energético del Comité Empresarial del Valle” y es de esta manera que se crea la empresa distribuidora y comercializadora de energía eléctrica DICEL S.A ESP.

2.2.2 Misión.

Comercializamos soluciones energéticas con tecnología de vanguardia; ofreciendo a nuestros clientes residenciales, de empresas e industrias, buen servicio y precios competitivos que contribuyan a su bienestar y productividad.

2.2.3 Visión.

Lograr mayor posicionamiento nacional como comercializadora independiente, mediante la consolidación financiera y el desarrollo del negocio de generación, apoyado en un servicio sostenible y un portafolio ampliado en energías.

2.2.4 Política de calidad.

Nos comprometemos a satisfacer las expectativas y requisitos de nuestros clientes, con tarifas competitivas, facturación oportuna y veraz, contando con tecnología y talento humano acorde con la evolución y crecimiento del mercado eléctrico, basados en un proceso de mejora continua.

2.2.4.1 Sistema de gestión de calidad de DICEL S.A ESP.

Nuestro compromiso con el continuo mejoramiento del servicio, así como la obtención de la satisfacción y bienestar de nuestros actuales y futuros clientes ha sido certificado, poniéndonos en un lugar privilegiado entre las comercializadoras de energía del país.

2.2.4.2 Objetivos de calidad.

1. Satisfacer los requisitos de las partes interesadas
2. Mejorar la eficiencia en el uso de los recursos organizacionales
3. Facturar de manera oportuna y veraz
4. Propender por la articulación nuestro Sistema de Información
5. Mejorar el desempeño por competencias de los colaboradores

2.2.4.3 Principios y Valores corporativos.

- Liderazgo: desde nuestro inicio hemos buscado ser un agente de cambio que aporte calidad al sector mientras apuntamos al logro de objetivos estratégicos, logrando con éxito la supervivencia de la compañía hasta hoy y proyectando un futuro prometedor.
- Producción: ser capaces de mostrar indicadores de gestión y resultados positivos es la motivación para afianzar nuestro rol dentro de la organización y el principio que hace que nuestro servicio mejore día a día.
- Cumplimiento: responder oportunamente a los requerimientos de nuestros clientes internos y externos ha sido siempre una prioridad de acuerdo a nuestras políticas corporativas y la normatividad vigente.
- Eficacia: satisfacer al cliente e impactar positivamente al consumidor final es la razón de ser de nuestra organización, por ello solucionar diligentemente cualquier obstáculo que se presente es primordial.
- Responsabilidad: cumpliremos con cada compromiso adquirido o delegado, haciendo uso racional las herramientas y materiales de los que dispongamos, reconociendo y asumiendo siempre las consecuencias de nuestros actos y decisiones.

- Respeto: incorporar éste valor en nuestra familia significa reconocer a los otros como parte importante de nosotros mismos, por esta razón apreciamos las diferencias en ideas y puntos de vista, hablaremos siempre con honestidad y somos siempre puntuales. Además participamos y lideramos programas sociales y ambientales para mantener una buena relación con la comunidad.
- Trabajo en equipo: reconocemos la unidad y la consecución de metas comunes por encima de las diferencias individuales, por ello compartimos habilidades y conocimientos, confiamos en las capacidades de cada miembro de nuestro equipo y articulamos perfectamente los diferentes equipos de la organización para alcanzar cada meta.
- Actitud de servicio: tanto al interior como al exterior de la compañía nuestros clientes merecen ser tratados con calidez y amabilidad, mientras se les brinda un servicio de calidad que responda a sus necesidades y cumpla sus expectativas de forma oportuna.

2.3 MARCO CONTEXTUAL.

DECIL S.A.E.S.P. Ofrece servicios de consultoría en las áreas de diseño e interventoría de proyectos eléctricos, orientados a la optimización de los recursos energéticos, de acuerdo con la regulación colombiana vigente, con el fin de alcanzar los beneficios inherentes a la comercialización de energía. La empresa comercializadora y distribuidora de energía DICEL S.A ESP en la actualidad tiene presencia en 21 de los 32 departamentos del territorio nacional y se proyecta a expansión considerable en los años futuros teniendo como principal objetivo alcanzar una cobertura total en todo el territorio nacional. La empresa comercializadora y distribuidora de energía DICEL S.A.E.S.P en la actualidad tiene presencia en 21 de los 32 departamentos del territorio nacional y se proyecta a expansión considerable en los años futuros teniendo como principal objetivo alcanzar una cobertura total en todo el territorio nacional.

Su programa integral de calidad de energía está orientado al desarrollo de programas que disminuyan los costos por consumo de energía eléctrica de las empresas industriales y comerciales.

DICEL S.A. E.S.P. está comprometida con la conservación de los recursos naturales y del medio ambiente, por ello brinda asesoría y asistencia técnica en programas de uso eficiente de la energía.

Su compromiso es con el consumo eficiente y la correcta operación de las instalaciones eléctricas de sus clientes, por lo cual ofrecen asistencia técnica orientada al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de los diferentes componentes del sistema eléctrico del sector industrial, comercial o residencial.

2.4 MARCO LEGAL.

2.4.1 LEY 142 DE 1994

Reglamentada Parcialmente por el Decreto Nacional 1641 de 1994, Reglamentado por el Decreto Nacional 2785 de 1994, Reglamentada por el Decreto Nacional 3087 de 1997, Reglamentada por el Decreto Nacional 302 de 2000, Reglamentada por el Decreto Nacional 847 de 2001, Reglamentada por el Decreto Nacional 1713 de 2002, Reglamentada parcialmente por el Decreto Nacional 549 de 2007

Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.

2.4.1.1 EL CONGRESO DE COLOMBIA

Ver Exposición de Motivos Ley 142 de 1994, Ver Decreto Nacional 958 de 2001, Ver el Fallo del Consejo de Estado 917 de 2011, Ver el Concepto de la SSPD 074 de 2011, Ver el Concepto Súper intendencia de Servicios Públicos 230 de 2011, Ver Ley 1506 de 2012, Ver la Sentencia de la Corte Constitucional T-273 de 2012, Ver el Fallo del Tribunal Administrativo de Cundinamarca 1371 de 2012

2.4.1.2 CAPITULO VI: DE LAS FACTURAS

Artículo 149. De la revisión previa. Al preparar las facturas, es obligación de las empresas investigar las desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Mientras se establece la causa, la factura se hará con base en la de períodos anteriores o en la de suscriptores o usuarios en circunstancias semejantes o mediante aforo individual; y al aclarar la causa de las desviaciones, las diferencias frente a los valores que se cobraron se abonarán o cargarán al suscriptor o usuario, según sea el caso.

Artículo 150. De los cobros inoportunos. Al cabo de cinco meses de haber entregado las facturas, las empresas no podrán cobrar bienes o servicios que no facturaron por error, omisión, o investigación de desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Se exceptúan los casos en que se compruebe dolo del suscriptor o usuario.

Artículo 151. Las facturas y la democratización de la propiedad de las empresas. Los contratos uniformes podrán establecer que una parte del pago de los servicios públicos confiera al suscriptor o usuario el derecho a adquirir acciones o partes de interés social en las empresas oficiales mixtas o privadas.

2.4.2 COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 establece que el Reglamento de operaciones es el “conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional”.

En concordancia con lo anterior, el literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 consagra, que le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

El artículo 6 de la Ley 143 de 1994 consagra, dentro de los principios a los que se sujeta la prestación del servicio de energía eléctrica, el principio de eficiencia, el cual se entiende como la obligación que tiene el Estado de realizar la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico; así como el principio de calidad, donde el servicio prestado debe cumplir con los requisitos técnicos que se establezcan para él.

El artículo 4 de esta misma norma, determina que el Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá como uno de sus objetivos el de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994 establece como objetivo de la regulación, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

Artículo 4. Responsabilidad de los representantes. Los representantes de las fronteras son responsables del cumplimiento de este Código.

En relación con el sistema de medición los representantes deben:

- a. Asegurar que todos los elementos del sistema de medición se especifiquen, instalen, operen y mantengan, acorde con lo establecido en este Código.
- b. Asegurar que todos los elementos del sistema de medición cumplan con los requerimientos de exactitud y calibración establecidos en esta resolución.
- c. Asegurar que se instalen y mantengan los mecanismos de seguridad informática, física y de protección de los equipos para que estos no sean alterados.
- d. Asegurar que los medios de comunicación sean instalados y mantenidos adecuadamente para su correcto funcionamiento, cuando el tipo de frontera así lo requiera.
- e. Asegurar el acceso a los equipos y bases de datos para efectos de realizar la interrogación local y remota de acuerdo con los requisitos de este Código y las verificaciones establecidas en esta resolución y en la regulación.
- f. Efectuar el registro de las fronteras con reporte al ASIC acorde con el procedimiento establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- g. Actualizar las características del sistema de medición, informadas al ASIC durante el registro de la frontera comercial, cada vez que se realice cualquier modificación de estas.
- h. Efectuar y mantener el registro de los equipos para las fronteras sin reporte al ASIC de acuerdo con el artículo 29 de la presente resolución.
- i. Aplicar la versión vigente de las normas técnicas señaladas en esta resolución o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.
- j. Ejecutar las funciones señaladas para los Centros de Gestión de Medidas de acuerdo en el artículo 18 de esta resolución.
- k. Las demás que se le asignen en la regulación.

Parágrafo: El representante de la frontera debe adoptar los mecanismos para que el usuario cumpla con los requisitos de la medición establecidos en este Código y en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 15. Registro y lectura de la información. Las fronteras comerciales con reporte al ASIC deben contar con medidores de energía activa y reactiva de tal manera que permitan, como mínimo, el registro horario de las transacciones de energía en el primer minuto de cada hora y con los equipos necesarios para realizar la lectura, interrogación y reporte de la información en los siguientes términos:

- a. Los medidores deben contar con un dispositivo de intercambio de información que permita la descarga local de las mediciones

realizadas y de los parámetros configurados en el medidor, además de un sistema de visualización de las cantidades registradas, así como, la fecha y hora. El sistema de visualización puede o no estar integrado a los medidores.

- b. Para la lectura remota de la información, cada medidor debe contar con la infraestructura necesaria que permita el cumplimiento de los plazos y requerimientos establecidos en el artículo 37 de la presente resolución.
- c. La configuración de los parámetros del medidor principal y del medidor de respaldo debe ser la misma.
- d. El procedimiento de interrogación remota de los medidores, el procesamiento y consolidación de las lecturas en las bases de datos de los Centros de Gestión de Medidas y el reporte de las lecturas al ASIC debe realizarse de manera automática.
- e. El almacenamiento de los datos registrados en los medidores, principal y de respaldo, debe ser como mínimo de 30 días con intervalo de lectura cada 60 minutos, incluyendo la etiqueta de tiempo.
- f. El representante de la frontera debe almacenar los datos registrados por los medidores, principal y de respaldo, al menos por los dos (2) años inmediatamente anteriores al día de la lectura. La información debe estar disponible para su comprobación por parte de las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución.
- g. Para la determinación del consumo o transferencia de energía en una frontera comercial no se permite realizar balances a partir de lecturas realizadas en otras fronteras, salvo los casos señalados en la regulación.
- h. Los medidores de los sistemas de medición nuevos o todo medidor que se adicione o remplace en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los requisitos señalados en este artículo.

En el caso de que los medidores no cuenten aún con los requisitos señalados en este artículo, el representante de la frontera dispone de 24 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar las adecuaciones necesarias.

Para las fronteras comerciales sin reporte al ASIC será suficiente el registro de la acumulación del consumo o transferencia de energía, el cual será leído periódicamente por el representante de la frontera a través de los mecanismos de los cuales disponga, con sujeción a la regulación aplicable.

Artículo 18. Centro de Gestión de Medidas, CGM. El RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de

validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

Un CGM puede ser constituido por un RF o por terceros y prestar sus servicios a varios RF. Los costos asociados serán acordados entre las partes.

La interrogación de los medidores debe sujetarse a lo establecido en el artículo 17 de esta resolución y emplear los canales de comunicación, tanto primarios como de respaldo, que el RF considere necesarios para garantizar el reporte de las lecturas de los medidores.

Además de las funciones ya señaladas, el CGM empleado por el representante de la frontera debe realizar las establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución.

El almacenamiento de los datos en el CGM debe garantizar la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por un período de al menos dos (2) años contados a partir del día de la lectura. Además, debe cumplir con los requisitos de protección de los datos establecidos en el artículo 17 de la presente resolución.

EL CGM empleado por el RF debe mantener documentados los procedimientos que realice para el cumplimiento de los requisitos de este artículo. La información almacenada y los procedimientos documentados deben estar disponibles para su verificación por las autoridades competentes y por quien realice las verificaciones de que trata esta resolución.

El RF debe asegurar la adecuación de los sistemas de medición y sus procedimientos dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución para dar cumplimiento a lo señalado en este artículo. Superado el plazo establecido, el único mecanismo de reporte de las lecturas es el señalado en el artículo 37 de esta resolución.

Parágrafo. El Comité Asesor de Comercialización debe establecer el contenido del informe anual de operación de los CGM con sujeción a lo señalado en el Anexo 3 de esta resolución. Adicionalmente, el CAC debe establecer los formatos de reporte de los indicadores al ASIC para su consolidación y análisis en el informe de que trata el artículo 40 de la presente resolución.

Artículo 22. Acceso al sistema de medición. El representante de la frontera debe asegurar el acceso al sistema de medición, asociado a la frontera comercial, para efectos de las verificaciones establecidas en este Código y en la regulación.

El usuario debe dar acceso al sistema de medida para realizar la visita de revisión conjunta en los plazos señalados en la Resolución CREG 156 de 2011 y demás revisiones o verificaciones de que trata esta resolución.

El usuario, el o los agentes a los cuales su balance de energía es afectado por la medida en la frontera, el OR o el Transmisor Nacional que opera las redes a las cuales esté conectada la frontera comercial y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para las fronteras con reporte al ASIC deben tener Nivel de acceso 1 a las mediciones realizadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de esta resolución. El acceso a las mediciones debe realizarse ya sea por interrogación local y/o remota del medidor.

El representante dispone de siete (7) días hábiles para dar respuesta a la solicitud escrita de los registros históricos de las lecturas.

El RF debe documentar y suministrar el procedimiento y los requisitos técnicos para el acceso local y/o remoto a los medidores e informar al solicitante los datos de usuario y contraseña que se requieran para cumplir con lo señalado en este artículo.

El procedimiento y los requisitos técnicos deben cumplir las condiciones de seguridad e integridad establecidas en el párrafo 1 del artículo 17 de este Código y estar disponibles dentro de los diez (10) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.

Las mediciones consolidadas por el ASIC pueden ser consultadas, con propósitos de verificación y validación, por aquellos que tengan Nivel de acceso 1 a las lecturas. El ASIC debe desarrollar las herramientas necesarias para la consulta de la información con atención a las condiciones mínimas de seguridad para el acceso de la información.

Artículo 27. Sellado de los elementos del sistema de medición. El representante de la frontera debe proteger los elementos del sistema de medición de manipulaciones o interferencias no autorizadas, intencionales o accidentales, para lo cual debe:

- a. Suministrar e instalar sellos y mantener el registro correspondiente, para detectar manipulaciones e interferencias sobre los medidores, los transformadores de medida, las borneras de prueba y demás elementos susceptibles de afectación y protección mediante un sello.
- b. Proveer la señalización adecuada para evitar manipulaciones e interferencias no intencionales.
- c. Permitir que el Operador de Red instale su sello en el sistema de medición, si el OR lo considera necesario.

En todo caso, la instalación de los sellos debe respetar lo señalado en el artículo 22 de la presente resolución sobre el acceso a los equipos de medida y

en el artículo 34 de la Resolución CREG 156 de 2011 y no puede afectar los elementos de otros sistemas de medición.

Los sellos de los elementos del sistema de medición sólo pueden ser retirados por el agente que los instaló, para esto, debe seguirse el procedimiento de revisión conjunta establecido en los artículos 47 y 48 de la resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Se debe suscribir un acta en la que conste el retiro de los sellos, el estado de los elementos y demás acciones realizadas. El acta se debe firmar por los participantes en la diligencia y reposar en la hoja de vida del sistema de medición, de acuerdo con lo señalado en el artículo 30 de esta resolución.

Conforme a lo establecido en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, el usuario debe tomar precauciones eficaces para impedir que los sistemas de medición sean alterados y en ningún caso está autorizado a romper los sellos. Cuando se demuestre que el usuario retiró los sellos, este será responsable por todos los costos que esto ocasione, incluyendo la energía dejada de facturar, así como las posibles sanciones de carácter no pecuniarias conforme lo establecido en la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1. La instalación de los sellos por parte del representante de la frontera, el Operador de Red o el Transmisor Nacional no debe dificultar las actividades de lectura o gestión sobre los equipos de comunicación del sistema de medición. De igual forma, se debe garantizar el derecho del usuario a verificar el correcto funcionamiento de los elementos del sistema de medición de acuerdo con lo señalado en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 2. Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo.

Artículo 33. Alteración de los sistemas de medición. Si alguna empresa o agente de los mencionados en el Código, por acción u omisión, realiza, encubre o promueve acciones que atenten contra la veracidad o fidelidad de las lecturas y registros obtenidos de los sistemas de medición asociados a las fronteras comerciales, se le aplicarán las sanciones que sobre estas conductas establezca la Ley, sin perjuicio de aquellas que se apliquen por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o la Superintendencia de Industria y Comercio, en ejercicio de sus funciones.

Todas las empresas y entidades involucradas están en la obligación de denunciar ante las autoridades correspondientes cualquier anomalía que sea indicio de posible fraude.

2.4.3 CONTRACTO DE CONDICIONES UNIFORMES DIESEL S.A.E.SP.

2.4.3.1 Procedimientos la detención y evaluación y comprobación de anomalías.

- **CLÁUSULA 25 - RECUPERACIÓN DE ENERGÍA.**

En caso de detectar alguna pérdida de energía no técnica en los equipos de medida o acometida que condujeron a que los consumos reales no fueron registrados en su totalidad, DICEL S.A E.S.P de conformidad con el artículo 150 de la ley 142 de 1994, podrá cobrar los consumos no registrados ni factura hasta 5 períodos de facturación basado en los consumos de otros periodos del mismo suscriptor en consumos promedios que estén en circunstancias similares.

- **CLÁUSULA 26 - EVALUACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LAS ANOMALÍAS.**

En ejercicio del derecho de recuperación de pérdidas no técnicas DICEL S.A podrá efectuar revisiones con el propósito de verificar el correcto funcionamiento del sistema de medición del inmueble, el cual consta de las siguientes actividades básicas:

Una vez ubicado el predio al que corresponde la conexión y/o equipo de medida que se pretenda verificar, el funcionario o con o contratista se identifica solicita la presencia del propietario o suscriptor para realizar la revisión informándole el derecho a solicitar asesoría, de un técnico particular o cualquier persona que sirva como testigo en el proceso de revisión.

El funcionario o contratista diligencia un formato de acta de inspección técnica y/ o verificación en original y copia en la que se describe claramente la falla detectada entregando copia a la persona hábil que haya atendido la revisión quien deberá firmar la en caso de no hacerlo se dejará constancia de ello el original se retira se remitirá al su proceso gestión y control de pérdida de energía.

En el mismo momento en que se detecte la falla, la empresa procederá a eliminar la causa o causas que la originaron o a reemplazar los elementos informando al usuario las adecuaciones en las instalaciones eléctricas que debe asumir y el término para su cumplimiento.

Sí de la revisión se deduce que es necesario retirar el medidor se procede a retirarlo y se le hace entrega al usuario si el medidor tiene error de medida se procede a instalar sello de control y se lleva al laboratorio para ser analizado.

El su proceso de gestión y control de pérdida de energía realiza análisis y verificación de los datos del predio y el archivo del usuario tales como el análisis de consumo reincidencia etc. Y la causal detectada, emite concepto técnico y entrega al grupo encargado de realizar el procedimiento de recuperación por pérdidas no técnicas, dentro de los tres días hábiles siguientes a la revisión.

El grupo encargado de realizar el procedimiento recepción a los documentos remitidos por el su proceso de gestión y control de pérdidas de energía, determina la causal para el cobro de la recuperación, las pruebas que pretende hacer valer tales como: actas de inspección, técnicas, pruebas de laboratorio que permiten identificar o detectar alteraciones internas, rastro o muestras de manipulación del medidor de energía o equipos de medida, en los elementos de seguridad que hayan impedido el normal registro de consumos, análisis históricos de consumos, mediciones afectadas a través del medidor testigo, fotografías, videos, y ayudas tecnológicas y conceptos técnicos.

Realiza en el sistema una pre liquidación del valor de energía recuperar el ahora y envía al usuario un comunicado del inicio de la actuación administrativa para que se presenten la empresa dentro de los cinco días hábiles siguientes, contados a partir del recibido del comunicado, para contravenir el cobro, las pruebas practicadas por la empresa y votar las que consideren pertinentes procedentes y conducentes para el ejercicio de su defensa.

Si dentro de los cinco días hábiles siguientes de recibido de la comunicación, el usuario no controvierte el cobro, ni las pruebas practicadas, se procederá a emitir el acto administrativo que corresponda y se cita para la notificación personal.

Si dentro de los cinco días hábiles siguientes al recital recibido de la situación el usuario no se presenta para notificación personal se procede a notificar por aviso.

Las pruebas que sean requeridas por el usuario y que por sus características contempla en un costo para su práctica, podrán ser cobradas a este por la empresa. Se envía copia del auto de pruebas al usuario con el fin de garantizar el principio de publicidad y contratación, indicándole que contra el auto que niega pruebas, procede el recurso de reposición ante el funcionario que lo emitió, dentro de los 5 días hábiles siguientes al recibo,

analizando los descargos y conclusiones el término probatorio, la empresa emite el acto administrativo de liquidación, en forma motivada.

Cita al usuario, para que se presente en la empresa dentro de los 5 días hábiles siguientes al recibo, a notificarse personalmente del acto administrativo, con la advertencia que contra dicha decisión proceder procede presentar en un mismo escrito los recursos de la reposición ante el funcionario encargado del procedimiento y subsidio de apelación, si no se presenta a notificarse personalmente se da aplicación al artículo 69 del C.P.A.C.A venciendo el término de los cinco días siguientes a la notificación personal o por aviso, sin que el usuario interponga los recursos, el acto administrativo de liquidación quedará en firme.

Si el usuario sólo interpone el recurso de reposición, una vez analizado el escrito, se desata, confirmando, modificando o revocando la decisión inicial contra la que no se procede ningún recurso quedando agotada la vía administrativa.

Agotada la vía administrativa y una vez firme la decisión, DICEL S.A.E.S.P, cargará en la factura los valores a que haya lugar.

- **CLÁUSULA 27 TIPIFICACIONES DE CONDUCTAS QUE DAN LUGAR A RECUPERAR ENERGÍA.**

A continuación se describen las conductas consideradas violentos ya del contrato de condiciones uniformes y se establece el procedimiento para cobrar la energía dejada de facturar, que se aplicará en cada caso.

- Irregularidad en las conexiones y aparatos de medición o control o alteraciones que impiden su normal funcionamiento.
- Derivación del servicio mediante una acometida antes del aparato de medición, o conexión de equipos o aparatos a la acometida externa sin autorización de DICEL. S.A.E.S.P.
- Reconexión no autorizada de un servicio suspendido.
- Utilizar el servicio a través de una acometida irregular.

- **CLÁUSULA 28 PROCEDIMIENTO PARA ESTIMAR LA ENERGÍA DEJADA DE FACTURAR COMO CONSECUENCIA DE UNA ANOMALÍA O DE UNA IRREGULARIDAD DERIVADA DE UN INCUMPLIMIENTO AL CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES**

La no variación de consumo no es prueba para desvirtuar y dejar sin validez la existencia de la anomalía o irregularidad encontrada toda vez que está se encuentra determinada y probada en el acta de revisión, informe de laboratorio y todas las demás pruebas obtenidas.

1. La energía dejada de facturar, se calcula de la siguiente manera.

2. $CE \times \text{Número de meses a recuperar} - CF$ de los mismos periodos sobre los cuales se recupera energía.
3. $CF = \text{consumo facturado}$
4. $CE = \text{consumo estimado}$. Este es el consumo que la empresa considera que el usuario debería facturar en condiciones normales, es decir sin la asistencia de irregularidad o anomalía.
5. El Consumo estimado se puede tener con cualquier de los siguientes métodos:
6. Con base en el porcentaje - de error del medidor, dictaminado por el laboratorio acreditado ante la superintendencia de industria y comercio.
7. Con base en el promedio de los consumos posteriores a la normalización de la medida.
8. Con base en el censo de carga del usuario.
9. con base en la corriente registrada en las líneas directas y acometidas irregulares.
10. Con base en el porcentaje de error consignado en el acta de visita.
11. Con base en las corrientes registradas por la acometida principal.
12. Con base en el porcentaje de error consignado en el acta de visita.
13. Con base en el consumo promedio del trato al cual pertenece el usuario, siempre y cuando éste corresponda a un usuario residencial.

Para el caso del censo de carga, el consumo estimado se determinará de la siguiente manera: el aforo de carga individual del promedio multiplicado por el factor de utilización y por el tiempo de permanencia de la irregularidad tomado en horas.

- En caso de anomalía o irregularidad en la medición o en los elementos de conexión de la energía reactiva, se procederá de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente para este aspecto.
- Tarifa vigente: la tarifa vigente en el caso residencial será la del rango del consumo donde se ubique el consumo mensual calculado por DICES S.A.E.S.P. y en el caso no residencial será la tarifa máxima de energía según la clase de servicio, nivel de voltaje y sistema de facturación.

- **CLÁUSULA 29 EFECTOS PENALES.**

Tratándose del servicio de energía eléctrica, se entenderá que para efectos penales, la energía eléctrica es un bien mueble en consecuencia la obtención del servicio mediante acometida fraudulenta constituida para todos los efectos un hurto delito contemplado en el artículo 256 del código penal el cual dispone;

“Defraudación de fluidos: el que mediante cualquier mecanismo clandestino o alterando los sistemas de control o aparatos contadores,

se apropien energía eléctrica, agua, gas natural o señales de telecomunicaciones, en perjuicio ajeno incurrirá en prisión de 16 a 72 meses y multa de 1.33 a 150 salarios mínimos legales mensuales vigentes”.

3 METODOLOGÍA

En la realización de este proyecto fue utilizado un enfoque cualitativo y cuantitativo, el cual tiene como principal objetivo alcanzar como fin último recolectar información veraz que nos encamine a los resultados esperados y al diseño de una metodología para el diagnóstico y control de las pérdidas no técnicas, basándonos en información histórica y en los análisis de los resultados arrojados por la prueba piloto.

Al realizar una investigación aplicada, confrontando la teoría con la realidad, enfatizamos en que el tipo de investigación que desarrollaremos se define dentro del campo experimental. Esta investigación sustenta con mayor afinidad que el tipo de investigación es cuasi-experimental ya que “por medio de este tipo de investigación podemos aproximarnos a los resultados de una investigación experimental en situaciones en las que no es posible el control y manipulación absolutos de las variables”

Esta investigación se desarrolla en la oficina central de la empresa comercializadora y distribuidora de energía eléctrica Dicel S.A ESP ubicada en Santiago de Cali, valle del cauca pero con repercusiones e impacto en 21 de los 32 departamentos del país y los datos recolectados son procedentes de fronteras y clientes de diferentes partes del país. La investigación explicativa y descriptiva que se realizó sentó los precedentes y consolidó la descripción del comportamiento y la tendencia que se seguía en los procesos de detección de anomalías y el establecimiento de causa y efecto de los casos históricos de dichas fronteras gracias a la documentación existente de cada cliente y las críticas a la metodología anterior se fundamentan en el análisis de dicha documentación y casos de pérdidas no técnicas comprobadas.

3.1 Etapas

El desarrollo del trabajo se realizará teniendo en cuenta las siguientes etapas, de acuerdo a Tamayo¹⁵⁹ para este tipo de investigación:

- Recuperar información de la documentación relativa al problema, para posteriormente identificar y definir el problema.
- Formular la pregunta de la investigación, que busca dar respuesta al problema planteado.
- Diseño del brief y bocetos preliminares de la herramienta propuesta que se solicita a el departamento de desarrollo de software para implementar como base de la metodología a proponer.
- Realizar la prueba piloto.
- Organizar los resultados en forma estadísticamente apropiada, de modo que se pueda apreciar claramente el efecto sobre el proceso de detección de pérdidas y permita realizar estimaciones promedio de la energía que se deja de perder y el beneficio que trae en comparación del método anterior.
- Hacer el análisis cuantitativo de los resultados obtenidos con la recolección de datos.
- Informar los resultados por escrito

3.2 Enfoque Metodológico.

El enfoque metodológico buscó coordinar y alcanzar los objetivos propuestos de identificación y formulación de una metodología para el diagnóstico y corrección de pérdidas no técnicas que se puedan presentar en las fronteras a las que DICEL presta servicio. El enfoque metodológico aplicado en la recolección de datos de este proyecto tiene componentes e instrumentos cualitativos tanto cuantitativos cada uno diseñado o aplicado con un objetivo específico.

Se aplicaron como instrumento un resumen del análisis de las hojas de vida técnica de las diferentes fronteras incluyendo las actas correspondiente a la revisión de los casos de pérdidas no técnicas detectadas apoyando a si la construcción de un análisis exhaustivo y determinación de las causas de dichas anomalías.

Se analizaron las herramientas con las que contaba la empresa para la supervisión de los consumos y gracias a dicho análisis se determinó la necesidad de la creación de una nueva pantalla y los parámetros que necesita cumplir está, para ser afín a las necesidades que debe suplir.

3.3 Contexto de la investigación

La situación que fue objeto de estudio en esta investigación fueron las estadísticas del rendimiento que tenía el departamento de servicios de ingeniería y mediciones de la compañía DICEL S.A. ESP en la detección de anomalías relacionadas con las pérdidas técnicas y con la facturación errónea de consumos de energía de los diferentes fronteras que contratan su servicio de energía con la compañía.

Se estudió a profundidad el software Blazar, el cual figura como la principal herramienta del manejo de las diferentes fronteras contratadas con la compañía y se enfocó la investigación en determinar la utilidad e impacto que tienen las diferentes pantallas o sub-herramientas en la metodología de detección de anomalías relacionadas con la pérdida de energía.

Además esta investigación tiene como punto principal encontrar nuevas formas y sugerencias tecnologías y de proceso que ayuden a mejorar el proceso de diagnóstico y corrección de pérdidas no técnicas.

3.4 Hipótesis

“La aplicación de una nueva metodología de detección, diagnóstico y corrección de pérdidas no técnicas, unida a la conformación de un equipo de monitoreo constante dentro del departamento de servicios de ingeniería, en la compañía DICEL S.A ESP reduciría en más de un 80% el nivel de pérdidas de energía que representaría una falla no técnica para las arcas de la empresa”

3.5 Instrumentos

El Principal Instrumento que se utilizó para determinar las fallas operativas en los procesos de detección de anomalías relacionadas con la pérdida de energía fue la encuesta, se desplegó una breve encuesta de 7 preguntas a todos los colaboradores del departamento de servicios ingeniería para establecer un precedente claro sobre cuál era la actual metodología y las herramientas utilizadas en el diagnóstico de pérdidas.

El análisis de contenido es el instrumento sustancial en la elaboración de los informes que resultan de esta investigación, este instrumento se complementa con técnicas de investigación cuantitativa como las observaciones sistemáticas y las pruebas de rendimiento que permitirán determinar de forma eficiente los principales beneficios que genera la implantación de una nueva pantalla de reconocimiento de anomalías y de control de consumos.

4 RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LA EXPLORACIÓN

El manual de exploración de las distintas herramientas que brinda el software Blazar al departamento de servicios de ingeniería y el cual se encuentra consignado en el Anexo 1 como uno de los resultados generados por el proceso de investigación previo a la construcción de una metodología eficiente para el diagnóstico de pérdidas no técnicas en DICEL S.A ESP, el análisis exhaustivo del funcionamiento de Blazar muestra que la herramienta CEAR es clave en la actual metodología de detección de pérdidas, aunque presenta una serie de falencias que se reflejan en los tiempos en los que se visualiza y detecta una anomalía.

Al pormenorizar en los detalles de la herramienta CCHF existente en el software Blazar, se encontraron deficiencias principalmente en el registro y presentación de los datos de consumo de cada uno de los usuarios entre los que se encuentran:

- Presentación poco didáctica de los consumos: si bien los consumos se presentan en dos de los gráficos más utilizados en la presentación de estadísticas como son el gráfico de líneas y los gráficos de barras, estos son diagramas poco óptimos en la presentación de este tipo de datos debido a que al cruzar los datos de consumo con su respectiva periodicidad (mensual), las variaciones del gráfico pueden pasar inadvertidas al ojo del encargado de verificar los consumos, si sumamos las falencias del gráfico con la inexistencia de un equipo encargado exclusivamente del monitoreo de dichos consumos, la suma de estos factores evita la detección temprana de pérdidas no técnica.
- Periodos extensos en la presentación de los consumos: debido a que la periodicidad es mensual la afectación de los promedios no es visible de forma rápida y fácil.

Se diagnosticó que para la detección de anomalías en el consumo promedio de las diferentes fronteras que maneja la compañía se hacía necesario incluir en su catálogo una pantalla de consultas de energía activa y reactiva monitoreada que aventajara a la CCHF en periodicidad y presentación didáctica de los datos.

Esta nueva herramienta debe cumplir una serie de requerimientos mínimos para que presente de forma óptima la relación entre fechas, consumos y los cambios del mismo de cada una de las fronteras, algunos de estas características son:

- Especificar el consumo monitoreado y tele-medido hora a hora de cada una de las fronteras que acciona la compañía.
- Didáctica e intuitiva a la vista, por esto se recomienda el uso de un código de colores que permita la fácil identificación de la situación y estado de consumo de cada cliente.
- Cuenta con un campo en el cual se le puede ingresar la tolerancia o el margen de fluctuación de los consumos, debido a que los consumos no son lineales es necesario marcar una tolerancia que enmarque el aumento o disminución de un consumo.
- Alerta de anomalía, esta alerta deberá enviar un mensaje al departamento del servicio de ingeniería por si se detecta una anomalía en el consumo.

También se determinó que para un control óptimo del comportamiento de los consumos de cada usuario y la pronta detección de pérdidas no técnica es necesario sumar al departamento de servicios de ingeniería un equipo encargado del monitoreo diario y constante del estado del consumo de cada una de las 2715 fronteras a las que DICEL S.A. ESP le comercializa energía eléctrica.

El consenso y análisis de todas estas especificaciones arroja que la herramienta más adecuada para poder cruzar todos los requerimientos sería una matriz que incluya los datos tele medidos hora a hora, el respectivo cambio de color según la relación de los datos con el consumo promedio, relacione las fechas con los consumos y que el cambio de color o la relación del consumo con el nivel promedio sea determinado por la tolerancia indicada. Lo que nos lleva a plantear la solicitud para la creación de una nueva pantalla ante el departamento de tecnología de la información de Dicel S.A ESP, en conjunto con el requerimiento de una actualización al software Blazar por parte del departamento de ingeniería, se presentó un brief creativo que enmarcaba las características principales que debe tener la nueva herramienta y se adjuntaron los siguientes bocetos de cómo podría lucir la nueva herramienta.

Tipo De Reporte :

Cliente :

 Opciones de Busqueda Avanzada

Fecha Inicial  Fecha Final 

Porcentaje Tolerancia

Figura 9. Propuesta de ventana principal de herramienta CEGM

Tipo De Reporte :

Cliente :

 Opciones de Busqueda Avanzada

Fecha Inicial  Fecha Final 

Porcentaje  Tolerancia

Septiembre 2018						
Su	Mo	Tu	We	Th	Fr	Sa
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28

Figura 10. Visual de Propuesta de herramienta CEGM

Tipo De Reporte :

Cliente :

 Opciones de Búsqueda Avanzada

Ciclo :

Operador :

Tipo de Mercado :

Grupo :

Departamento :

Ciudad :

Nivel de Tension :

Perio :

Fecha Inicial  Fecha Final 

Porcentaje Tolerancia

Figura 11. Ventana extendida de la matriz activa y reactiva.

Matriz Energía Activa Matriz Energía Reactiva

Cliente :

 Opciones de Búsqueda Avanzada

Fecha Inicial  Fecha Final 

Porcentaje Tolerancia

Figura 12. Opción 2, Ventana de la matriz activa y reactiva.

producto mínimo viable (PMV) que si bien no cumplía todas las especificaciones y características indicadas en el brief y el diseño preliminar presentado por este trabajo si cumple los requerimientos mínimos que debe contener para la realización de una prueba piloto del software y que permita hacer estimaciones sobre el beneficio que representa la implementación de esta nueva herramienta como la principal para la detección de anomalías en el consumo promedio de los clientes.

La interfaz de la herramienta piloto que presento el equipo de desarrollo de software es la siguiente:

PANTALLA CEGM – CONSULTA ENERGIA ACTIVA Y REACTIVA MONITOREADA (GM).

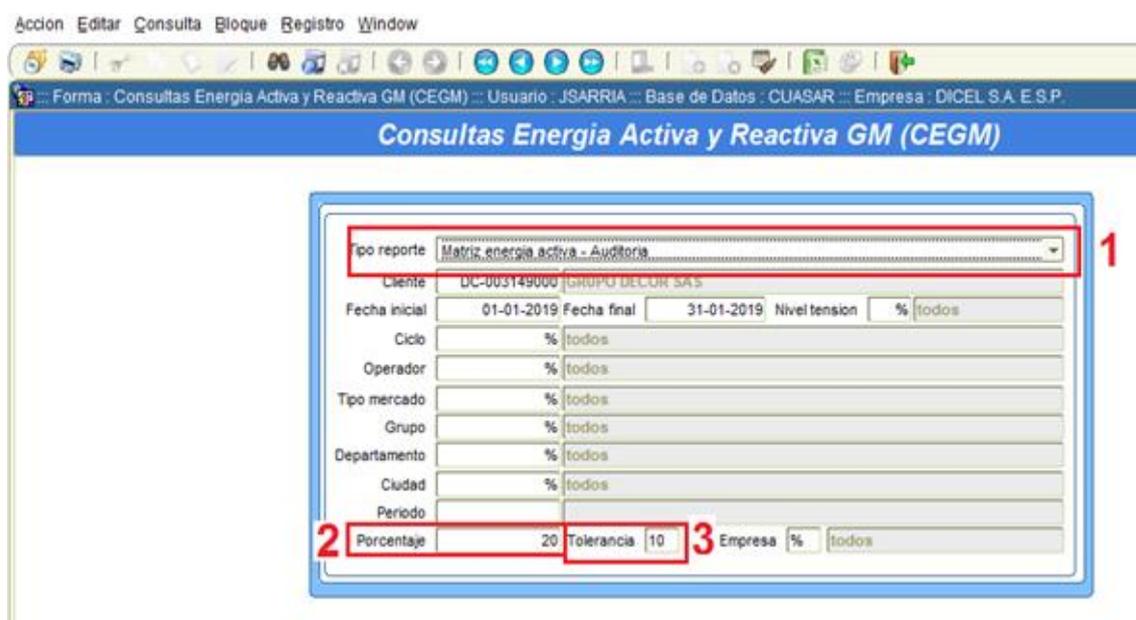


Figura 15. PMV Herramienta CEGM

- **Descripción**

La pantalla CEGM (Consultas Energías Activa-Reactiva Monitoreada) permita la consulta de datos orientados al consumo de energía desde la hora 0:0 hasta la hora 24:00 de los clientes como matrices señalando si se presenta una inconsistencia en los consumos.

- **Áreas de la pantalla CEGM**

Tipo reporte: lista desplegable que permite seleccionar el tipo de consulta a ejecutar sobre el cliente seleccionado. Para el área de servicios de ingeniería, los datos normalmente consultados son los señalados son: (Matriz energía activa, Matriz energía reactiva).

Cliente: En este espacio se ingresa el código interno del cliente a consultar o con el símbolo % se puede consultar todos los clientes.

Fecha Inicial y Fecha Final: lugar donde se diligencia las fechas en las cuales se hará la consulta de las matrices. Este no debe superar un rango de tiempo no superior a un mes.

Porcentaje: Campo

El campo ciclo, operador, tipo de mercado, grupo, departamento, periodo, porcentaje son filtros para una búsqueda avanzada del cliente que presente una anomalía y hacerle un seguimiento exhaustivo durante un periodo no superior a 4 días.

Esta pantalla en comparación con la pantalla CEAR presenta grandes beneficios en cuanto a la detección de anomalías en el servicio de energía en los diferentes clientes debido a, que muestra los consumos hora a hora en un rango de tiempo de 48 horas dando la posibilidad de realizar un seguimiento más detallado a las anomalías.

El análisis detallado de la herramienta CEGM evidencio diversos beneficios para la detección rápida de anomalías en el servicio de energía de cada uno de los clientes entre los cuales encontramos:

- la herramienta posee una interfaz didáctica y óptima para la detección visual de anomalías debido a que cambio de color según el estado del servicio de energía.
- la interfaz de la pantalla permite verificar el estado de energía de cada cliente en un rango de tiempo más óptimo para la detección de anomalías en la potencia consumida por el cliente.
- el equipo de servicios de ingeniería se encarga de una variedad de tareas como son: instalaciones, verificaciones, atención PQR, visitas previas, análisis de pérdidas no técnicas entre otras. esta cantidad de actividades llevan al equipo a solo analizar las pérdidas de forma gráfica lo cual conlleva que transcurra mucho tiempo para detectar una anomalía en el consumo del cliente.
- esto lleva al equipo de servicios de ingeniería a pasar por alto muchas irregularidades presentadas con diferentes clientes.

4.2 Determinación de antecedentes y causas comunes de PNT.

4.2.1 Evaluación y análisis de la documentación de los casos de pérdidas no técnicas presentados anteriormente en la empresa.

Debido a las políticas de confidencialidad de la compañía se hace un resumen detallado de la información relevantes correspondiente a las PNT que se encuentran consignados en el acta, dicho resumen tiene la estructura presentada en el Anexo 2 y se aplicó a 8 casos de pérdida no técnica comprobados en la empresa comprendidos entre los años 2012 y 2018.

Adicional a la aplicación del anterior análisis a los diferentes casos de PNT seleccionados, se realizó el análisis estadístico del promedio de pérdidas generadas en cada caso teniendo como base los datos otorgados por la herramienta CEAR la cual entrega el consumo de energía activa y reactiva consumida durante cada mes que se presentó la anomalía.

Tabla 8. Conteo de causas de pérdidas no técnicas.

TIPO DE MANIPULACIÓN	FRECUENCIA
Puenteo de fases	3
Manipulación del medidor	4
Manipulación de la acometida	1

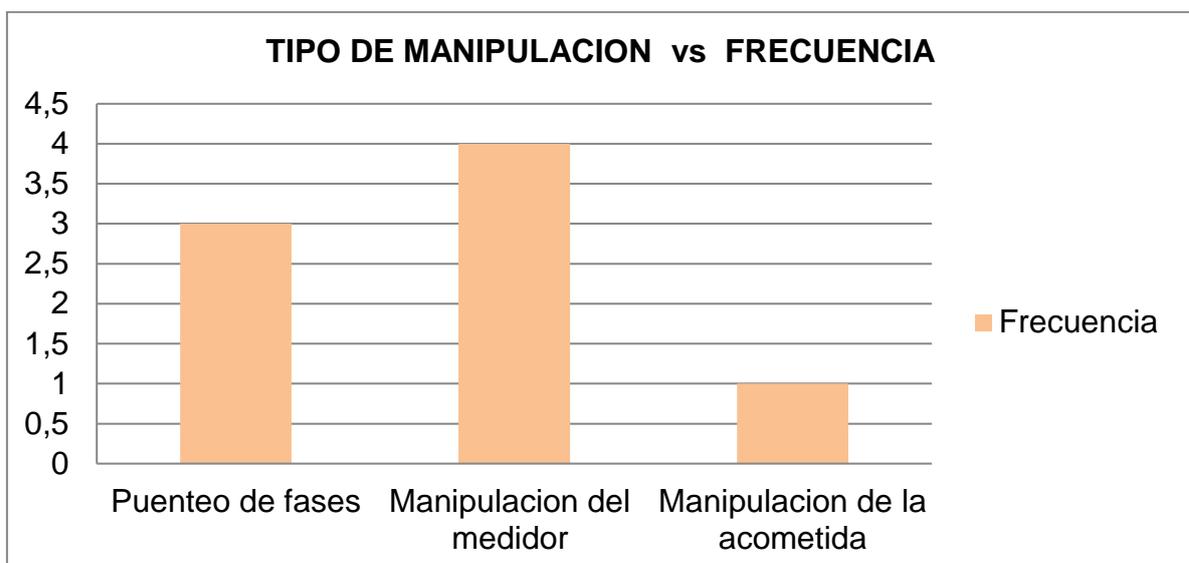


Figura 16. Grafico estadístico de causas de pérdidas no técnicas.

4.2.1.1 Análisis de datos históricos de casos de pérdidas no técnicas.

De las 2715 fronteras con las que cuenta la compañía en los últimos 8 años se ha presentado 8 grandes casos de pérdidas no técnicas comprobados y son los que sientan precedente para la construcción de una nueva metodología que optimice en la empresa DICEL S.A. EPS el diagnóstico y la detección de pérdidas no técnicas. A continuación se presenta un resumen de los principales datos de los casos históricos de pérdida no técnica y la cantidad de energía dejada de facturar que le represento a la empresa. Este análisis de datos se realiza teniendo como base la información los datos entregados por la pantalla CCHF, la hoja de vida del cliente y el registro fotográfico de la revisión técnica que detecto la anomalía, estos datos se encuentran consignados en el Anexo 3 de la presente monografía.

- **Caso 1**

Ubicación	Potencia(W)	Total(W)	Horas De Uso	Consumo (Wh/Día)	
Local 1	1500	1500	12	18.000	
Local 2	700	700	12	8.400	
Local 3	2000	2000	12	24.000	
Local 4	300	300	12	3.600	
				54.000	Wh/Día
				1.620	KWh/Mes
				37.260	KWh Por 23meses

ID del cliente	DB – 003541000
Periodo en perdida	23 meses
Fecha de detección	Febrero 15 de 2017
Tipo de Fraude	Puenteo de fases

Metodología Actual	37.260.000,000	
Metodología Propuesta	378,000	
Ahorro total estimado	37.259,622	KWh

- **Caso 2**

Equipo	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas De Uso	Consumo (Wh/Día)	
Aire Acondicionado	1	10.000	10.000	8	80.000	
TV	1	250	250	8	2.000	
Equipo De Sonido	1	200	200	14	2.800	
					84.800	Wh/Día
					2.544	KWh/Mes
					27.984	KWh Por 11 meses

ID del cliente	DB – 000450000
Periodo en perdida	11 meses
Fecha de detección	Junio 20 de 2018
Tipo de Fraude	Punteo de fases

Metodología Actual	27.984.000,000	
Metodología Propuesta	593,600	
Ahorro total estimado	27.983,406	KWh

- **Caso 3**

Equipo	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas de uso	Consumo (Wh/Día)	
Equipo de Sonido	1	200	200	8	1.600	
Horno	1	1200	1200	8	9.600	
Enfriador	2	250	500	24	12.000	
Congelador	1	300	300	24	7.200	
					30.400	Wh/día
					912	KWh/mes
					24.624	KWh por 27 meses

ID del cliente	DC-009901000
Periodo en perdida	27 meses
Fecha de detección	Enero 03 de 2018
Tipo de Fraude	Manipulación Medidor

Metodología Actual	24.624.000	
Metodología Propuesta	213	
Ahorro total estimado	24.624	KWh

- **Caso 4**

Equipos	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas de Uso	Consumo (Wh/Día)	
Nevera	1	750	750	24	18.000	
TV	1	300	300	8	2.400	
Sonido	1	250	250	8	2.000	
					22.400	Wh/Día
					672	KWh/Mes
					6.048	KWh Por 9 Meses

ID del cliente	DC-000451000
Periodo en perdida	9 meses
Fecha de detección	Octubre 03 de 2015
Tipo de Fraude	Manipulación Medidor

Metodología Actual	6.048.000,000	
Metodología Propuesta	156,800	
Ahorro total estimado	6.047,843	KWh

- **Caso 5**

Equipos	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas de uso	Consumo (Wh/día)	
Equipo de Computo	1	1.500	1.500	8	12.000	
Aire acondicionado	1	2.500	2.500	8	20.000	
Enfriador	2	300	300	24	7.200	
Microondas	1	10	10	5	50	
					39.250	Wh/día
					1.178	KWh/mes
					17.663	KWh por 15 meses

ID del cliente	DB-000100000
Periodo en perdida	15 meses
Fecha de detección	Diciembre 09 de 2015
Tipo de Fraude	Manipulación Medidor

Metodología Actual	17.662.500,000	
Metodología Propuesta	274,750	
Ahorro total estimado	17.662,225	KWh

- **Caso 6**

Equipos	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas de uso	Consumo (Wh/día)	
Motor trifásico 10 HP	1	7.460	7.460	8	59.680	
Aire acondicionado	1	15.000	15.000	8	120.000	
Motor trifásico 5HP	3	6.000	18.000	8	144.000	
Bombillos Ahorradores	7	20	140	5	700	
						324.380 Wh/día
						9.731 KWh/mes
						253.016 KWh por 26 meses

ID del cliente	DC-000810000
Periodo en perdida	26 meses
Fecha de detección	Noviembre 18 de 2017
Tipo de Fraude	Manipulación Acometida

Metodología Actual	253.016.400,000	
Metodología Propuesta	2.270,660	
Ahorro total estimado	253.014,129	KWh

- **Caso 7**

Equipos	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas de uso	Consumo (Wh/día)	
Iluminación	3	15	45	8	360	
Lavadora	1	1.200	1.200	8	9.600	
Equipo de Sonido	1	150	150	12	1.800	
Computador	1	300	300	5	1.500	
						13.260 Wh/día
						398 KWh/mes
						6.365 KWh por 16 meses

ID del cliente	DC-000813000
Periodo en perdida	16 meses
Fecha de detección	Enero 19 de 2018
Tipo de Fraude	Manipulación Acometida

Metodología Actual	6.364.800,000	
Metodología Propuesta	92,820	
Ahorro total estimado	6.364,707	KWh

- **Caso 8**

Equipos	N°	Potencia(W)	Total(W)	Horas de uso	Consumo (Wh/día)	
Aire Acondicionado	1	19.700	19.700	8	157.600	
Iluminación	206	15	3.090	8	24.720	
Equipo de Computo	40	300	12.000	12	144.000	
Zonas Comunes	1	1.110	1.110	14	15.540	
					341.860	Wh/día
					10.256	KWh/mes
					174.349	KWh por 17 meses
Metodología Actual			174.348.600,000			
Metodología Propuesta			2.393,020			
Ahorro total estimado			174.346,207	KWh		

ID del cliente	DC-000251000
Periodo en perdida	17 meses
Fecha de detección	Diciembre 02 de 2017
Tipo de Fraude	Manipulación Medidor

4.2.2 Metodología de Diagnóstico y corrección de pérdidas no técnicas de energía.

Esta metodología presenta las tres diferentes etapas que conforman el proceso de eliminación de pérdidas no técnicas relacionadas u originadas debido a manipulación indebida en los equipos de medición, las pérdidas administrativas o causadas por errores o fraudes en la facturación son responsabilidad directa del departamento de control y calidad de la compañía, debido a que esta

verifica la correcta realización de cada uno de los procesos de la compañía y sus buenas prácticas así como del comportamiento de sus empleados.

cada una de las fases que se presentan a continuación suple un paso importante en la eliminación de las pérdidas no técnicas, la fase I se encarga directamente de la detección y seguimiento de las anomalías que se presentan en el nivel de consumo de los clientes, esta fase está directamente relacionada con la disminución de pérdidas económicas por la no facturación de energía, la fase II se encarga de diagnosticar los factores y el tipo de manipulación de los sistemas de medición que producen las anomalías en el consumo, esta fase es importante debido a que permite determinar si existe pérdida de energía y de igual forma a indicar el tipo de pérdida de la misma, si es técnica o no técnica, la fase III es la encargada de determinar cuánta energía se pierde y encauzar el proceso jurídico de la empresa contra el cliente dependiendo de lo determinado en la fase dos, esta fase se encarga de mantener la buenas relaciones con el cliente y llegar a acuerdos que generen conciencia en el cliente y suplen las falencias en el proceso de facturación de la energía real consumida por el cliente.

- **Fase 1.**

En esta etapa se realiza un chequeo de los consumos de cada una de las 2715 fronteras o clientes que tienen contratados los servicios de la compañía DICEL S.A. ESP, el consumo promedio histórico por hora y fecha se encuentra plasmados en las matrices de energía activa y reactiva que entrega la herramienta CEGM, desarrollada para el software Blazar por el equipo de desarrollo de sistemas del departamento de IT de la compañía, gracias a que la matriz de energía activa entregada por la herramienta CEGM cruza, fechas, horas y señala el comportamiento del consumo (corte, subió, bajo, en rango promedio), se puede hacer una comparación detallada respecto al consumo registrado en cada una de las 24 horas de días anteriores y de esta forma determinar si el comportamiento tiende a hacerse constante o si se debe a condiciones de la jornada laboral como si es fin de semana, durante la noche o si es un día festivo, el equipo de monitoreo examinará los consumo del cliente según la marcación de la matriz y si el consumo disminuye se deben realizar un seguimiento por un periodo de 5 días para verificar si este comportamiento continúa, en caso de que se mantenga en tendencia la anomalía en los consumos, personal de monitoreo informa al área técnica para que esta realice las acciones pertinentes y registra en la base de datos la información del cliente y los resultados para llevar seguimiento y tener un control de los indicadores del área. El grupo de monitoreo se creó como respuesta la necesidad de realizar una inspección de los consumos de las 2715 fronteras comerciales de forma constante, buscando reducir a días los periodos de pérdidas, mientras en el pasado con el uso de la herramienta CCHF los periodos de pérdidas eran de meses o incluso años, con la creación de este nuevo equipo de monitoreo dentro del departamento de servicios de ingeniería se busca poder llevar un control de los diferentes comportamiento de consumo de energía por parte de los clientes y reducir al máximo el tiempo en que se producen las pérdidas no técnicas o incluso algunas pérdidas técnica.

Este grupo estará conformado por un líder de proceso y cuatro analistas que tengan conocimiento de medición de energía eléctrica, garantizando así el cumplimiento de metas y una correcta gestión y uso de la herramienta CEGM así como de la información que entrega la misma.

- **Fase 2**

Una vez informada el área técnica del comportamiento anómalo de los consumos del cliente esta debe programar en máximo dos días hábiles seguidos al reporte del equipo de monitoreo una visita sorpresa para inspección y verificación del estado de los equipos de los sistemas de medidas del cliente.

Lo primero que realiza el personal técnico es levantar un acta en el cual se consignará el aforo de carga, los diagramas correspondientes y todas las observaciones respectivas del caso.

Inicialmente se realiza una inspección visual para verificar a groso modo que:

- Estén en buen estado los equipos
- No se encuentren rotos los sellos de seguridad del medidor
- No se hubiese cambiado el calibre de la acometida
- No están puenteadas las fases del sistema

Seguida de que la inspección visual se realizan una serie de pruebas al medidor y a la acometida para verificar el correcto funcionamiento del mismo algunas de las pruebas que se realizan son:

- Prueba de integración
- Medición con medidor testigo

Si se llega a encontrar alguna anomalía en el estado del sistema de medición el personal técnico retirara el equipo intervenido, informará al responsable o cliente encargado de la frontera y procederá a cambiar el equipo por un equipo nuevo correctamente calibrado y funcional.

En caso de que se compruebe que el medidor se encuentra con fallas o intervenido se procede a reemplazar el medidor con supervisión del cliente y el intervenido es consignado en una bolsa de custodia que se debe sellar según las especificaciones de la norma y el mismo se debe llevar inmediatamente al laboratorio de metrología para que este realice una serie de pruebas que le permitan determinar el tiempo en que el equipo estuvo registrando consumos erróneos.

El laboratorio tarda en generar el veredicto un periodo máximo de 10 días, cabe destacar que los resultados que arrojan las pruebas realizadas en el laboratorio son la información principal en el proceso de re-facturación al cliente de la energía hurtada.

En caso de que la anomalía exista en el calibre de la acometida se procede a cambiar la misma, a informar al cliente y se consigna dicho cambio para posterior cobro y facturación de la misma al cliente.

De no encontrar anomalías en el medidor ni en la acometida y como el técnico siempre debe realizar un censo o aforo de cargas del cliente, este debe verificar si los consumos disminuyen por las siguientes opciones:

- Predio desocupado.
- Suspensión del servicio.
- Adecuación en equipos
- Cambio de actividades.

El técnico debe consignar el veredicto y el censo de carga en el acta generada inicialmente.

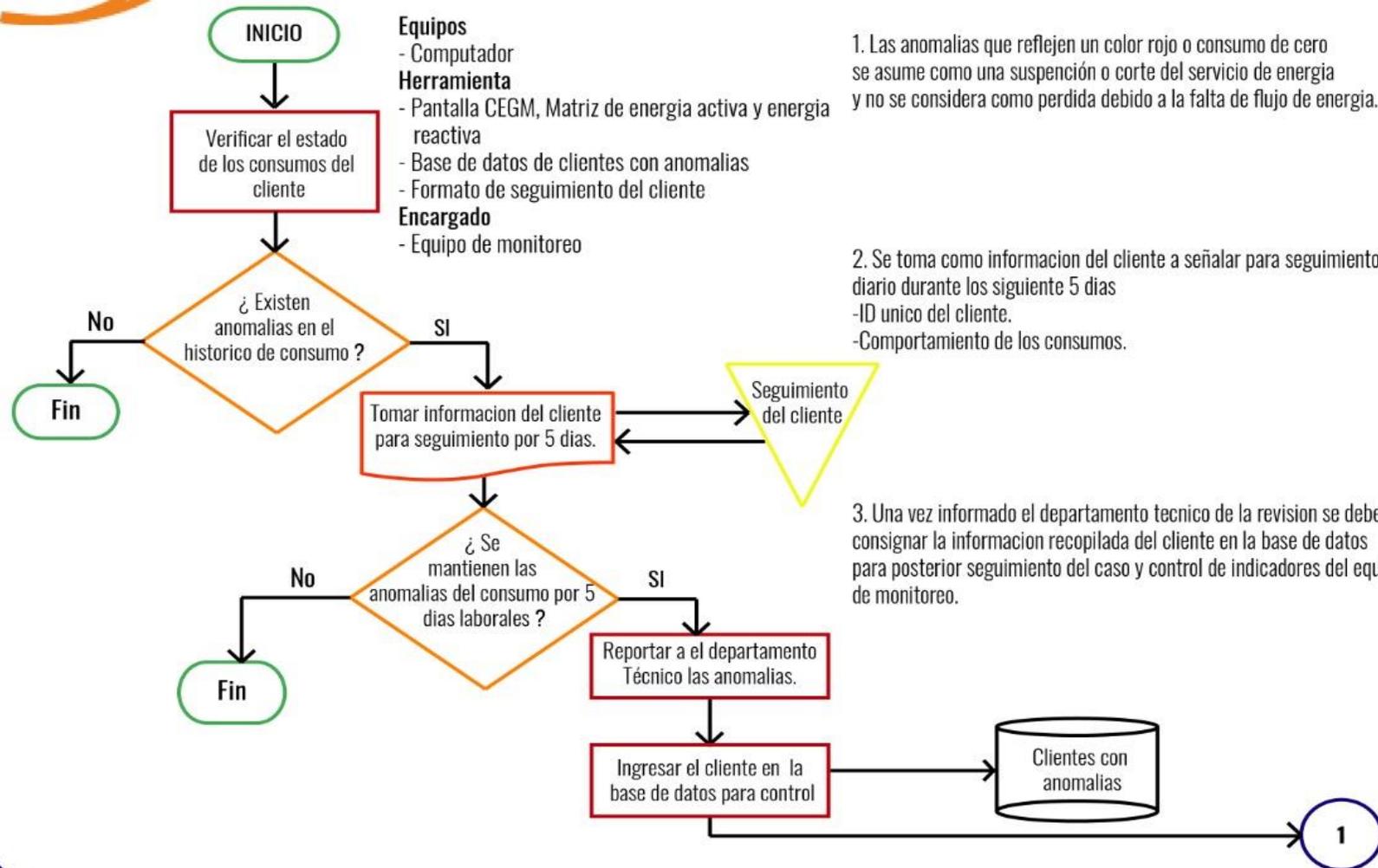
En caso de no encontrarse anomalías en el sistema de medición o en sus conexiones esta metodología omitirá la fase 3 encargada del proceso jurídico.

Fase 3.

Esta fase representa todo el proceso jurídico y el dictamen de las acciones que tomará la compañía una vez que el laboratorio compruebe la pérdida no técnica de energía.

Debido a que los equipos de medida estuvieron manipulados y condujeron a que los consumos reales no fueron registrados en su totalidad, DICEL S.A E.S.P en conformidad con el artículo 150 de la ley 142 de 1994, podrá cobrar los consumos no registrados ni facturados de hasta 5 períodos de facturación basándose en los consumos promedios de otros periodos del mismo cliente.

El área de servicio al cliente es la encargada de notificar al cliente lo ocurrido y hacer llegar una copia del informe emitido por el laboratorio y citar al mismo para conciliar.



Equipos
- Computador

Herramienta
- Pantalla CEGM, Matriz de energia activa y energia reactiva
- Base de datos de clientes con anomalias
- Formato de seguimiento del cliente

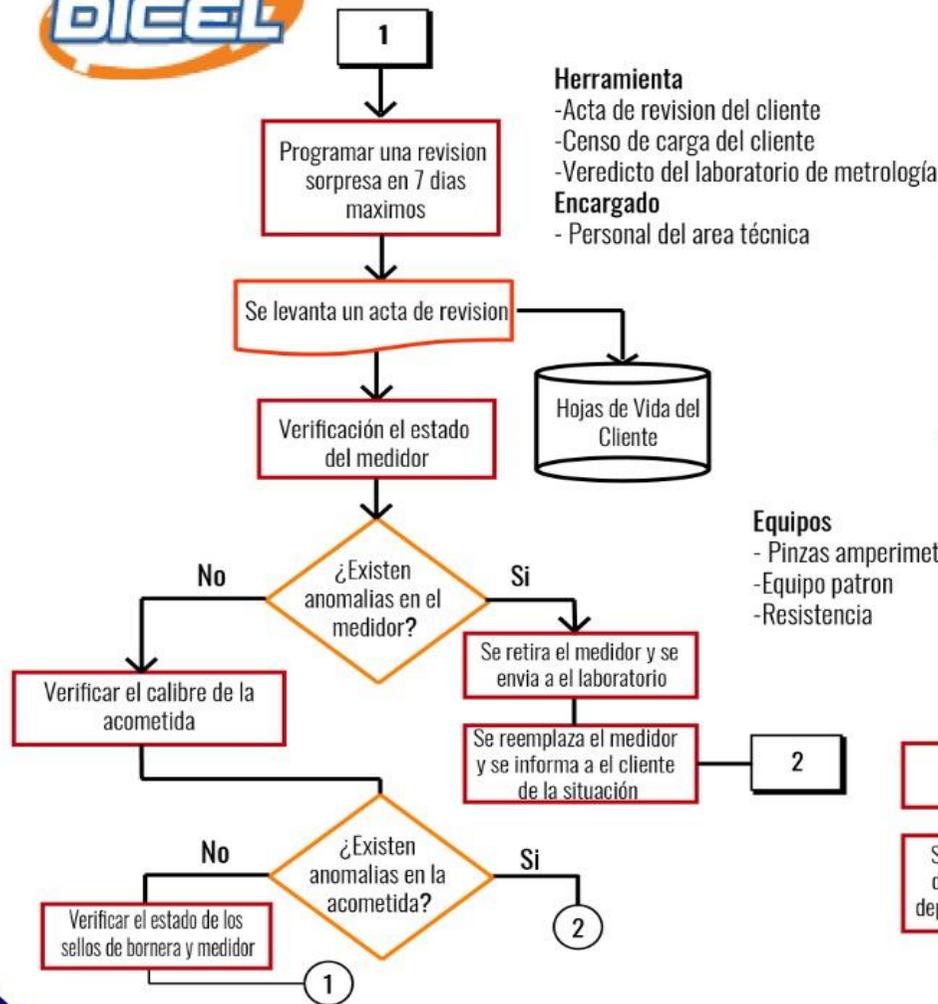
Encargado
- Equipo de monitoreo

INDICACIONES

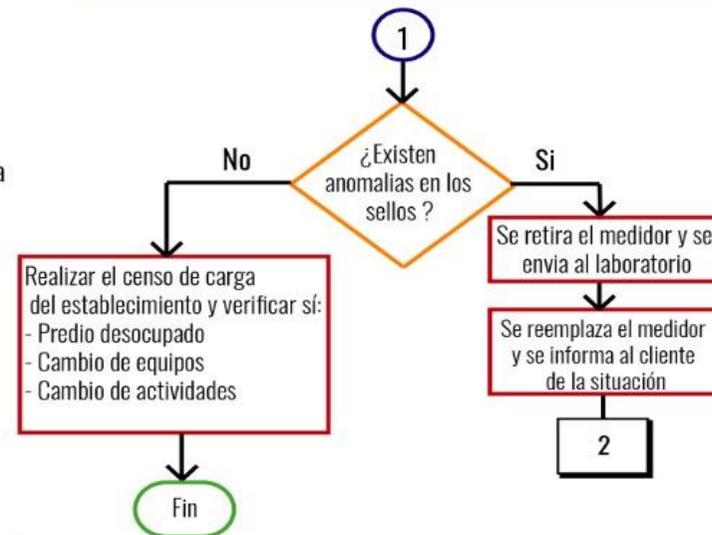
1. Las anomalias que reflejen un color rojo o consumo de cero se asume como una suspensión o corte del servicio de energia y no se considera como perdida debido a la falta de flujo de energia.

2. Se toma como informacion del cliente a señalar para seguimiento diario durante los siguiente 5 dias
-ID unico del cliente.
-Comportamiento de los consumos.

3. Una vez informado el departamento tecnico de la revision se debe consignar la informacion recopilada del cliente en la base de datos para posterior seguimiento del caso y control de indicadores del equipo de monitoreo.

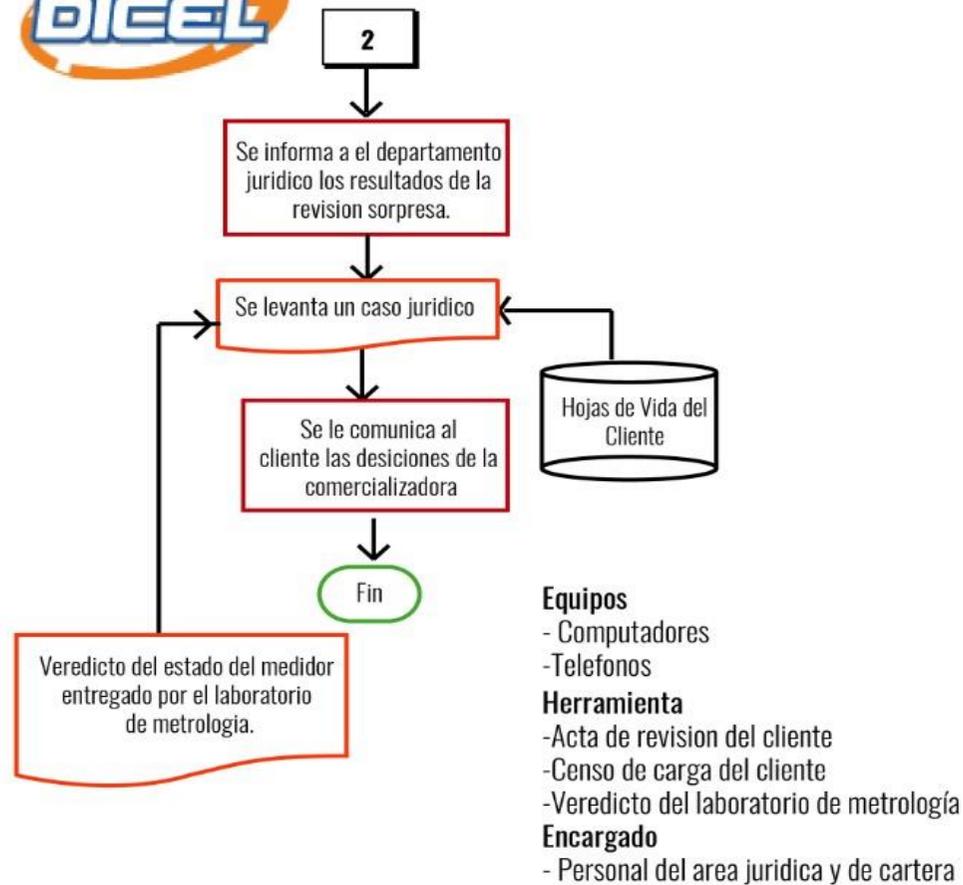


Equipos
 - Pinzas amperimétricas
 -Equipo patron
 -Resistencia



INDICACIONES

1. En esta fase se debe realizar la inspección visual del estado de equipos y las conexiones de la alimentación del cliente y determinar si la causa es técnica o no técnica .
2. Se debe realizar el censo o aforo de carga de todos los equipos en servicio del cliente para estimar un promedio del consumo del mismo.
3. Las debidas observaciones y toda información del proceso de revisión se debe consignar en el acta y la misma sirve como soporte para el seguimiento del caso y se debe anexas a la hoja de vida del cliente.
4. Se debe sar copia del acta y el veredicto de los técnicos a el cliente.



INDICACIONES

1. Está fase es completa responsabilidad del departamento juridico de la compañía y se aplicaran las condiciones pactadas en las clausulas de contrato del servicio, asi como la Normativa CREG resolucion O30 del 2014.
2. El veredicto del laboratorio de metrologia contratado entrega informacion precisa sobre el tiempo en que estuvieron intervenidos los equipos y la cantidad de energia que se dejo de factura para que de esta forma el departamento juridico pueda llegar a una resolucion del problema, cabe aclarar que el tiempo maximo de energia que se puede refacturar por ley a los clientes es de 5 meses.
3. Las debidas observaciones y toda informacion del proceso de revision se debe consignar en el acta y la misma sirve como soporte para el seguimiento del caso y se debe anexar a la hoja de vida del cliente.
4. Se debe dar resolucion al caso en un tiempo maximo de 15 dias de realizada la revision sorpresa.

FICHA DEL PROCESO		
Proceso	Versión	Revisión
Diagnóstico y corrección de pérdidas no técnicas	1.0	
Misión del proceso		
Establecer una serie de pasos para determinar la existencia de pérdidas no técnicas en el menor tiempo posible, evitando así la pérdida de energía y una afectación económica grave a la comercializadora.		
Actividades que conforman el proceso		
<ul style="list-style-type: none"> • Verificación del estado de los consumos. • Toma de información de los clientes con anomalías en su consumo • Reportar al departamento técnico a usuarios con anomalías. • Registro del cliente en base de control. 	<ul style="list-style-type: none"> • Localizar y organizar expedientes. • Revisión del estado de los equipos y acometidas de medición del cliente • Levantamiento de acta • Realización del censo de carga • Notificación y re facturación del cliente. 	
Responsables del proceso		
<ul style="list-style-type: none"> • Equipo de Monitoreo • Departamento técnico de la comercializadora • Departamento de cartera • Departamento jurídico 		
Entradas del proceso		Salidas del proceso
<ul style="list-style-type: none"> • Registro del estado de los consumos CEGM. • Hoja de vida del cliente. • Veredicto del laboratorio de metrología. 		<ul style="list-style-type: none"> • Formato de seguimiento de las anomalías del cliente. • Censo de carga de los equipos del cliente. • Información del estado jurídico del cliente.
Procesos Relacionados		
<ul style="list-style-type: none"> • Organización documental • Re facturación del cliente • Retiro de bodega de nuevos equipos • Retiro del equipo o acometida investigado 	<ul style="list-style-type: none"> • Calibración y examen del estado del medidor • Deliberación del equipo jurídico • Actualización de la hoja de vida del cliente • Atención y manejo de PQRs 	

Recursos	
<ul style="list-style-type: none"> • Herramienta CEGM del software Blazar • Equipos de cómputo y telefonía. • Formatos de acta y seguimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Pinzas amperimétricas • Equipo patrón • Resistencia
Documentos aplicables.	
<ul style="list-style-type: none"> • Censo o aforo de carga • Veredicto del laboratorio de metrología 	<ul style="list-style-type: none"> • Normativa CREG resolución 038 del 2014 • Pautas y cláusulas del contrato.

5 CONCLUSIONES

Aplicar una metodología para la detección y diagnóstico temprano de las anomalías causadas por pérdidas no técnicas en las diferentes fronteras es solo una de las fases que deben considerarse en todo el proceso de eliminación y minimización de pérdidas de energía, causadas por anomalías no técnicas, la aplicación de esta metodología debe sumarse a otras metodologías enfocadas en la re facturación de los costos, en los procesos jurídicos, en el control de calidad de cada una de las áreas de la compañía y hasta en la verificación de las redes externas debido a que en estas se pueden producir conexiones ilegales.

Un software didáctico e intuitivo es fundamental para un correcto monitoreo de los consumos de frontera, además es necesario un equipo dedicado exclusivamente a la evaluación y seguimiento de los mismos.

La mala praxis y la falta de una metodología estándar en el diagnóstico de pérdidas no técnicas genera tiempos excesivos en la detección de intervenciones al sistema de medida, estos tiempos prolongados conllevan a que la compañía deje de facturar una cantidad significativa de energía y por lo tanto se vea obligada a comprar más energía en bolsa y esto reduce su margen de utilidad considerablemente.

Es fundamental coaccionar todas las áreas de la comercializadora para lograr mitigar de forma considerable los efectos que trae consigo las pérdidas no técnicas de energía, desde un departamento de sistemas que mantenga actualizada a la empresa, incorporando herramientas modernas de tele medida que ayuden al área de mediciones y esta a su vez debe tener un flujo constante de comunicación entre su área y el departamento de servicios de ingeniería para que este analice la información pueda accionar y generar a tiempo las ordenes de servicios del área técnica.

La nueva herramienta CEGM de monitorización de consumos al desglosar los promedios de consumos las 24 horas del día explícitamente, no deja zonas muertas de medición que los usuarios utilicen para manipular indebidamente el sistema de medición, que le ha sido instalado buscando disminuir la energía que factura. Convertir esta herramienta en la piedra angular de la metodología propuesta, garantiza que la misma tendrá un alto grado de efectividad atacando el factor tiempo en la detección de las anomalías y en el accionamiento de los equipos técnicos para la realización del diagnóstico de las fallas en el sistema de medición del cliente con anomalías.

6 BIBLIOGRAFÍA

Congreso de la república. (11 de Julio de 1994). LEY 142. Régimen de los servicios públicos domiciliarios. Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Diario oficial.

Colombiana, C. D. (martes de julio de 1994). LEY 142. SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Diario Oficial No. 41.433.

Comisión de Regulación energía y gases. (Jueves de Enero de 2011). PROPUESTA PARA REMUNERAR PLANES DE. Cartilla. Bogotá, Cundinamarca, Colombia: CREG.

Congreso de la Republica. (11 de Junio de 1994). LEY 143. Régimen para la generación, interconexión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Diario Oficial.

CREG. (20 de Marzo de 2014). COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GASES. RESOLUCION 038. ([Http://apolo.creg.gov.co/Publicac](http://apolo.creg.gov.co/Publicac), Recopilador) Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Diario Oficial.

CREG. (14 de Enero de 2015). Comisión de Regulación de Energía y Gas. Características generales del Mercado Mayorista. ([Http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/contratos.htm), Recopilador) Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Diario Oficial.

Porras, H. O. (2010). Las pérdidas de Energía. Colombia: Tragaluz.

República, C. d. (s.f.). LEY 143 (1994 b.). SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS.

Nelson Ramo Cuadros. RETIE. Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas última versión

Código Eléctrico Colombiano NTC 2050

Normas Técnicas de Instalaciones. Centrales Eléctricas de Norte de Santander CENS. 2007.

Cartillas de Uso Racional de la Energía CENS. 2007

Jairo Ramírez G. Manual de Ahorro de Energía en el Sector Industrial. 1992

Guía de las Buenas Prácticas en Uso Racional en el Sector de la Pequeñas y Medianas Empresas. Ministerio del Medio Ambiente. República de Colombia.

Manual Programa URE Residencial y Comercial. República de Colombia.

J.H. Watt Manual del Montador Eléctrico. Tercera Edición, Editorial Reverte. S.A.

1987.

WillAm h. Clark II. Análisis y Gestión Energética de Edificios.

Acosta Medina Amilkar D, Ángel Pinzón Héctor Javier. Energía Desarrollo del Siglo XXI.

Mejía Millán y Perry Ltda. . Estudio Nacional de Energía. Departamento Nacional de Planeación.

DICEL S.A E.S.P. (17 de Diciembre de 2014). Recuperado el 14 de Septiembre de 2018, de <https://dicel.co/index.php?page=nosotros-mision-vision>:

Energia, C. R. (20 de Marzo de 2014). Resolución CREG 038 de 2014 . *Nuevo código de medida, Resolución CREG 038 de 2014*. Bogotá, Bogotá, Colombia.

Gases, C. R. (02 de Febrero de 2018). CREG 015 de 2018. *Metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica*. Bogotá, Bogotá, Colombia.