

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN Y
CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGIA NO TÉCNICAS EN ESSA**

**PAOLA ANDREA MÉNDEZ FUENTES
WILLMER RONALD MOJICA GÓMEZ
FELIX YAZMIR OLIVEROS PORRAS**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD FISICO-MECANICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN Y
CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGIA NO TÉCNICAS EN ESSA**

**PAOLA ANDREA MÉNDEZ FUENTES
WILLMER RONALD MOJICA GÓMEZ
FELIX YAZMIR OLIVEROS PORRAS**

**Monografía de grado para optar el título de:
Especialista en gerencia de recursos energéticos**

**Director:
Cesar Yobany Acevedo Arenas**

**ESPECIALISTA EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD FISICO-MECANICAS
BUCARAMANGA**

2013

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
2. GENERALIDADES	13
2.1 ENERGÍA ELÉCTRICA	13
3. ANÁLISIS EN ESSA DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS COMO OPERADOR DE RED	15
3.1 CAUSALES DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	16
3.2 CONSECUENCIAS DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA	18
3.3 REVISIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	18
3.4 ELEMENTOS BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	20
3.5 FRAUDES O ANOMALÍAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ESSA	28
3.6 CONFORMACION DE EQUIPO DE TRABAJO DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGIA EN ESSA	32
3.7 RESULTADO DE LA IDENTIFICACION, PLANEACION Y CONTROL TÉCNICO DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA REDES VULNERABLES	33
3.8 QUE ES BALANCE DE ENERGIA	35
4. ANALISIS FINANCIERO AÑO CERO PARA LA REDUCIR EL INDICADOR DE PÉRDIDAS	41

4.1 ELABORACION DE PLAN TACTICO	44
4.2 INICIO Y EJEUCIÓN DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL PERDIDAS DE ENERGIA “BUENA ENERGIA PARA TODOS” ESSA	51
4.3 SITUACION ACTUAL DEL PROYECTO	52
4.4 REINCIDENCIA EN LOS TRABAJOS REALIZADOS POR EL PROYECTO BUENA ENERGIA A DICIEMBRE DEL 2012 E IMPLEMENTACION DE URE	58
5. IMPLENTACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS CON ENFOQUE DE PÉRDIDAS	60
5.1 PREPAGO CON ENFOQUE DE PÉRDIDAS	60
5.2 IMPLEMENTACION DE MEJORES PRÁCTICAS	64
6. UTILIZACION DE BALANCE DE ENERGIA DESPLAZADO	78
6.1 PROYECCION 2013 BASADOS EN LOS BALANCES DESPLAZADOS	72
6.2 REVISION FINANCIERA PARA EL AÑO 2013 REALIZADA POR ESSA DEBIDO A QUE LA PROYECCION DE RECUPERACION ES DE 44 GWH-MES Y LA META ASIGNADA 60 GWH-MES.	76
6.3 CALCULO DEL NUEVO PRESUPUESTO	78
6.4 PROYECCION DE RECUPERACION DE ENERGIA PARA EL AÑO 2013	82
6.5 PLAN TACTICO	85
6.6 INDICADORES FINANCIEROS	86
6.7 COMPARATIVO PLANTEAMIENTOS EPM Y ESSA	95
CONCLUSIONES	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
tabla 1. causas y responsables de las pérdidas no técnicas	17
tabla n° 2. características acometidas monofásicas bifilares o trifilares.	26
tabla n° 3. características acometidas trifásicas.	27
tabla n° 4. balances de energía vs análisis del distribuidor año cero.	41
tabla n° 5. balances de energía vs análisis del distribuidor resultados esperados por proyecto.	42
tabla n° 6. causales de pérdidas no técnicas.	43
tabla n° 8. movimientos presupuestales calculados para evaluación del proyecto a 10 años.	46
tabla n° 9. recuperación de energía, aumento en la facturación y ahorro en compras.	46
tabla n° 10. comportamiento proyectado de entrada vs salidas.	47
tabla n° 11. ingresos y ahorros.	47
tabla n° 12. inversiones.	48
tabla n° 13. costos asociados al proyecto.	48
tabla n° 14. proyección de recuperación de los primeros cinco años.	49
tabla n° 15. proyección de recuperación del sexto al décimo año.	50
tabla n° 16. resultados financieros.	50

tabla n° 17. resumen ejecutivo.	52
tabla n° 18. ejecución "proyecto buena energía para todos".	53
tabla n° 19. indicadores por municipios ade noroeste.	56
tabla n° 20. indicadores por municipios ade sureste.	57
tabla n° 21. rangos de transformadores por pérdidas.	57
tabla n° 22. evaluación financiera de proyecto red chilena prepagos.	64
tabla n° 23. balance de energía nivel 4.	36
tabla n° 24. balance de energía nivel 3.	37
tabla n° 25. balance de energía nivel 2.	38
tabla n° 26. balance de energía nivel 1.	40
tabla n° 27. balance de energía desplazado.	71
tabla n° 28. balance desplazado primer semestre del 2010	72
tabla n° 29. comportamiento de pérdidas en el año 2012.	72
tabla n° 30. proyección de pérdidas en el año 2013.	73
tabla n° 31. proyección de pérdidas para el 2013.	74
tabla n° 32. distribución de transformadores por región.	74
tabla n° 33. clientes factor mayor a uno.	75
tabla n° 34. recuperación por vía administrativa.	75

tabla n° 35. recuperación por otros procesos.	75
tabla n° 36. recuperación total del proyecto para año 2013.	76
tabla 37. resumen general de las actividades desarrolladas por el proyecto de pérdidas	76
tabla 38. proyección de ingresos para esa.	77
tabla 39. proyección del presupuesto.	78
tabla 40. estados de resultados.	79
tabla 41. flujo de caja.	79
tabla 42. resultados financieros.	80
tabla 43. recuperación de energía	80
tabla 44. ajuste de metas	81
tabla 45. escenarios 2013	84
tabla 46. vector de recuperación 2013	85
tabla 47. plan táctico	86
tabla 48. proyección presupuestal	86
tabla 49. resultados financieros por escenarios	87
tabla 50. resultados financieros del proyecto actualizado a septiembre 2013.	87
tabla 51. comportamiento del indicador del operador de red en esa.	88

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA N° 1. PROCESOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	14
FIGURA N° 2. PÉRDIDAS TÉCNICAS POR RECALENTAMIENTO EN LOS CONDUCTORES.	15
FIGURA N° 3. EJEMPLO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REGIONAL (SDR).	18
FIGURA N° 4. COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA POR NIVELES DE TENSIÓN.	19
FIGURA N° 5. EQUIPO DE MEDIDA CON CONEXIÓN DIRECTA A LA RED B.T.	21
FIGURA N° 6. DIAGRAMA UNIFILAR DE EQUIPO DE MEDIDA DE CONEXIÓN DIRECTA A LA RED B.T.	21
FIGURA N° 7. TRANSFORMADORES DE CORRIENTES.	22
FIGURA N° 8. DIAGRAMA UNIFILAR DE EQUIPO DE MEDIDA DE CONEXIÓN SEMIDIRECTA A LA RED B.T.	22
FIGURA N° 9. CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN LÍNEA DE 34.5 KV.	23
FIGURA N° 10. INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN LÍNEA DE 34.5 KV.	23
FIGURA N° 11. EJEMPLO DE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.	24

FIGURA N° 12. EJEMPLO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	24
FIGURA N° 13. DERIVACIÓN DE LA RED DE BAJA TENSIÓN COMÚNMENTE CONOCIDA COMO ACOMETIDAS.	25
FIGURA N° 14. ESQUEMA DE LOCALIZACIÓN DE ACOMETIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL.	26
FIGURA N° 15. CABLES CONCÉNTRICOS ANTIFRAUDE 1X8+8, 2X8+8 Y 3X8+8.	27
FIGURA N° 16. BARRIO SUBNORMAL, CON CONEXIÓN ARTESANAL A NUESTRAS REDES DE DISTRIBUCIÓN LOCAL.	28
FIGURA N° 17. SERVICIO DIRECTO, CONEXIÓN TOMADA DE MANERA ILEGAL DESDE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	29
FIGURA N° 18. MEDIDOR CON CONEXIÓN MANIPULADA Y PERFORACIÓN PARA ALTERAR MECANISMO.	30
FIGURA N° 19. LÍNEA DIRECTA ANTES DEL MEDIDOR.	30
FIGURA N° 20. SELLOS ROTOS Y CON SIGNOS DE MANIPULACIÓN.	31
FIGURA N° 21. DIAGRAMA DE EQUIPO DE SEMIDIRECTA Y TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PUNTO DE FÁCIL MANIPULACIÓN.	32
FIGURA N° 22. TRANSFORMADOR DE PÉRDIDAS ALTAS DEBIDO A SUS REDES VULNERABLES.	34
FIGURA N° 23. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES CON RECUPERACIÓN ASOCIADA LLAMADO "PLAN TÁCTICO".	45
FIGURA N° 24. SECTOR SELECCIONADO PARA LA INSTALACIÓN DE MEDIDA PREPAGO.	61

FIGURA N° 25. SECTOR SELECCIONADO PARA LA INSTALACIÓN DE MEDIDA PREPAGO.	61
FIGURA N° 26. CONSTRUCCIÓN DE MEDIA TENSIÓN YA QUE LA RED CHILENA NO CUENTA DE BAJA TENSIÓN.	62
FIGURA N° 27. RED CHILENA CON MEDIDA PREPAGO.	63
FIGURA N° 28. RED TELESCÓPICA PARA LA DISTRIBUCIÓN LOCAL.	65
FIGURA N° 29. CABLE CONCÉNTRICO DE ALTA COBERTURA VS CABLE CONCÉNTRICO.	65
FIGURA N° 30. TRONILLO Y LLAVE MAGNÉTICOS.	66
FIGURA N° 31. UTILIZACIÓN DE CABLE TRÉBOL EN TRANSFORMADORES DE ALTAS PERDIDAS.	67
FIGURA N° 32. UTILIZACIÓN DE CRUCETAS EN BAJA TENSIÓN COMO SISTEMA DE CONTROL.	67
FIGURA N° 33. MEDIDOR INSTALADO EN POSTE.	68
FIGURA N° 34. MODIFICACIÓN DE ALAMBRE POR CABLE EN LA CONEXIÓN DE A.P.	68
FIGURA N° 35. INSTALACIÓN DE OJALES EN BORNERA DEL EQUIPO DE MEDIDA.	69
FIGURA N° 36. INSTALACIÓN EN POSTE, MEDIDOR BICUERPO Y SU REPETIDOR	70
FIGURA N° 37. MEDIDOR BICUERPO EN MODULO.	70

INTRODUCCIÓN

El fenómeno de las pérdidas de energía eléctrica es desde hace mucho tiempo atrás una preocupación de ESSA, dada las implicaciones que este fenómeno representa para los análisis financieros de las empresas y que en muchos casos compromete incluso la viabilidad financiera de las mismas.

En los últimos años, las políticas definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), han obligado a las empresas electrificadoras a alcanzar niveles óptimos e implementar planes de recuperación de energía, de esta forma han visto necesidad de implementar unas prácticas para identificar e implementar acciones correctivas y preventivas para lograr mínimos niveles de pérdidas.

Dentro del siguiente documento se revisara el análisis realizado a través de la compra de la electrificadora de Santander S.A., el nacimiento y conformación del proyecto de pérdidas, la identificación de factores de pérdidas técnicas y no técnicas y evaluación de nuevas tecnológicas para control de pérdidas debido al factor no contemplado de reincidencia y por último la evaluación financiera con el incremento de recuperación por Kw/h con los costos adicionales en aplicación de nuevas topologías e implementación de nuevas tecnologías, para llevar el indicador de la empresa en el año 2009 en donde nos encontrábamos con un indicador de pérdidas de energía de 19,65%, al 10,57% a agosto del 2014 .

Se mostrara el presupuesto para la reducción y control de pérdidas de energía elaborado por casa matriz en donde se planearon los recursos, actividades y tiempo para la ejecución del proyecto, sin embargo las experiencias que llevaron a definir un nuevo planteamiento del proyecto con una nueva evaluación financiera y por último se realizaron algunas consideraciones en donde se evidencia que el

proyecto puede pasar por las siguientes etapas: etapa optimista, pesimista y moderada.

2. GENERALIDADES

2.1 ENERGÍA ELÉCTRICA

Se denomina energía eléctrica al insumo que se requiere para que los bombillos y electrodomésticos (televisores, ventiladores, aires acondicionados, lavadoras, planchas, computadores, impresoras, entre otros) funcionen correctamente y que permiten tener una mejor calidad de vida.

Para disponer de este tipo de energía de manera instantánea cuando se requiera (por ejemplo al oprimir un interruptor para encender un bombillo) es necesario efectuar una serie de procesos (Figura N° 1), que están descritos en el siguiente listado:

1. Producir energía eléctrica (Generación).
2. Transportar la energía eléctrica (Transmisión y Distribución).
3. Comprar o vender energía eléctrica (Comercialización).

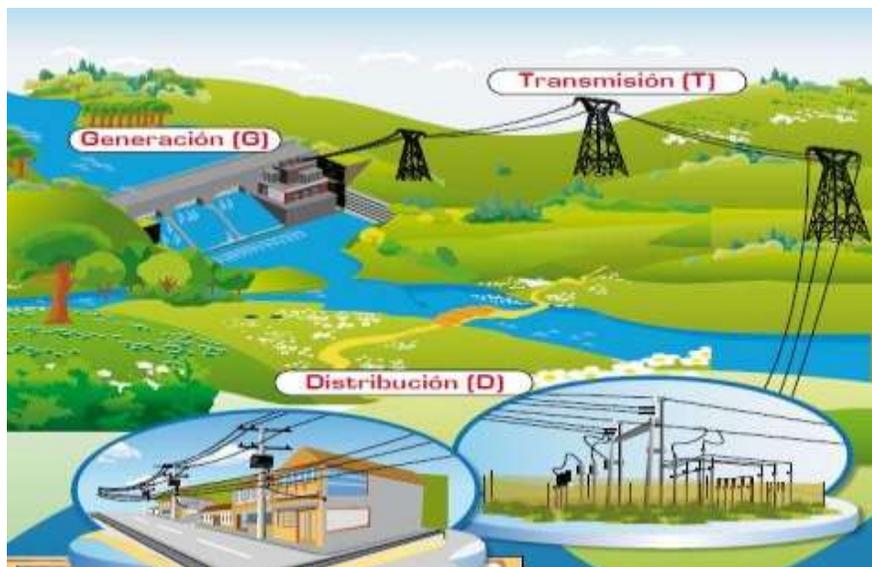


Figura N° 1. Procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el proceso de transmisión y distribución es donde nace el concepto de pérdidas de energía y se refiere a la energía eléctrica que se produce y transporta pero que las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica no facturan porque se pierde a lo largo del proceso de prestación del servicio o porque algunos usuarios la toman de la red sin autorización de la compañía y debe ser controlada por el operador de red para llegar a ser sostenibles en el tiempo y es controlado a través del proceso comercial contrastando sus compras vs ventas, este proceso es conocido como la comercialización.

El resultado de verificar las compras y las ventas determina las pérdidas de energía eléctrica para el operador de red y ellas se clasifican en:

Pérdidas técnicas:

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 (Figura N°2). Estas pérdidas se calculan con fórmulas matemáticas para cada uno de los sistemas y dado que son inherentes a la prestación del servicio, se reconocen en su totalidad como un componente del costo del servicio, se puede minimizar con inversión en infraestructura, tecnología y gestión de cargabilidad.

Las pérdidas técnicas se obtienen a partir de los estudios técnicos del OR y de los estudios de la CREG.

Actualmente se reconocen por nivel de tensión:

NT4 = 0,91%

NT3= 2,71%

NT2 = 2,96%

NT1 (Rec.) = 7,33%



Figura N° 2. Pérdidas técnicas por recalentamiento en los conductores.

Pérdidas no técnicas:

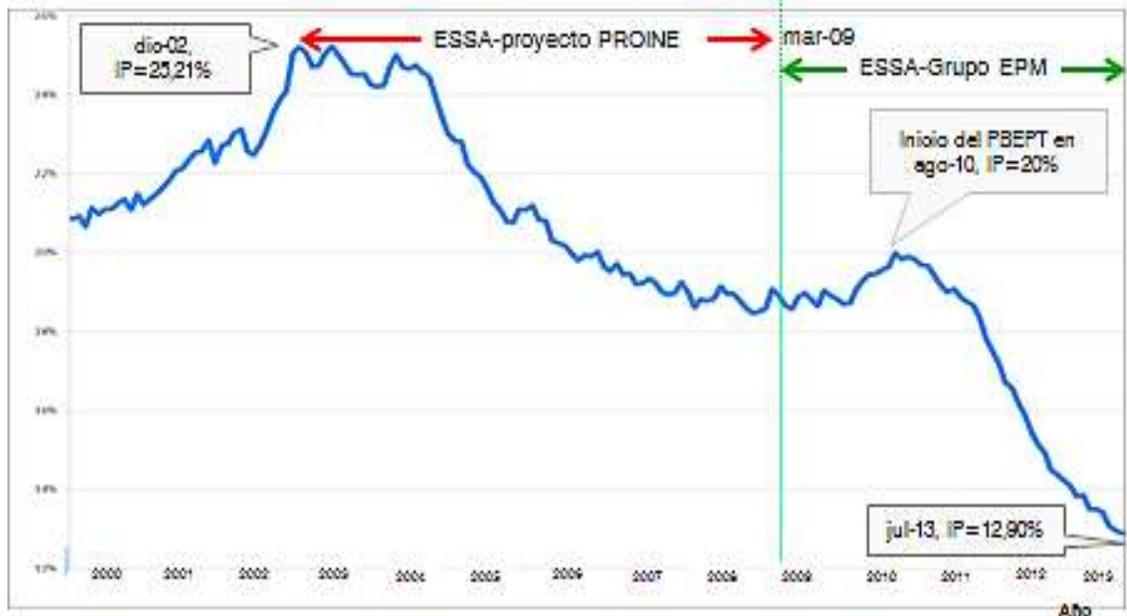
Las pérdidas no técnicas representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema y utilizan algunos usuarios sin que se registre por medidores de energía eléctrica debido principalmente a hurtos, manipulación indebida de equipos o de sistemas de facturación para disminuir registros de consumos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

La mayoría de energía perdida por los operadores de red es a través de la conexión directa desde las redes de distribución local.

3. ANÁLISIS EN ESSA DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS COMO OPERADOR DE RED

En la gráfica N° 1 se muestra el comportamiento de las pérdidas no técnicas de ESSA cuando fue comprada en el año 2009 por el grupo EPM, donde se puede evidenciar la falta de gestión frente a este proceso, de ahí nace la iniciativa de apuntarle a la recuperación de energía como palanca de valor cuyo objetivo es

aumentar los ingresos para garantizar la sostenibilidad y reinversión en proyectos para la empresa y usuarios



Grafica N° 1. Comportamiento de pérdidas en ESSA.

Como resultado del análisis realizado, se encontró que las pérdidas no técnicas eran las que impactaban el indicador de pérdidas del operador de red, entonces se identificaron las siguientes causas:

3.1 CAUSALES DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

La persistencia del fenómeno de las pérdidas no técnicas en el sistema eléctrico de una empresa como la electrificadora de Santander se asocia siempre a un problema de gestión, ya sea porque no se implementa políticas o acciones para eliminar las conexiones fraudulentas o evitar que los usuarios se conecten ilegalmente o porque no se controla la reincidencia.

Las empresas operadoras tienen un alto grado de responsabilidad en el tema de las pérdidas no técnicas, ya que el buen manejo administrativo de los procesos

inherentes al negocio de la distribución también contribuyen en gran medida al control de las pérdidas de esta naturaleza; entonces el éxito del proyecto de reducción y control de pérdidas de energía dependen de la gestión comercial, técnica y administrativa de la empresa. Logrando clientes fieles y satisfechos con el servicio, lo que debe generar una disminución del nivel de pérdidas de energía y su sostenibilidad en el tiempo. Algunos de los casos más comunes de pérdidas de energía eléctrica son:

1. Instalaciones no registradas y con servicio
2. Instalaciones sin medidor, facturadas por promedio
3. Instalaciones registradas con sistemas deficientes de medida
4. Instalaciones no autorizadas
5. Instalaciones que incumplen normas técnicas
6. Economía informal
7. Fallas administrativas

RESPONSABLE	TIPO	CAUSAS
Empresa	Técnicas	Pérdidas técnicas.
		Vulnerabilidad del transformador.
		Vulnerabilidad de la red.
		Vulnerabilidad del medidor.
	Comerciales	Alto valor del servicio de energía.
		Alto valor de las multas.
		Escasos programas de financiación
		Cobros de consumos de energía a partir de promedios bajos.
	Administrativas	Constantes erradas del medidor o de facturación.
		Problemas en el proceso de lectura del medidor.
		Problemas en el proceso de facturación.
		Errores en el aforo de alumbrado público.
Clientes	Económicas	Falta de capacidad de pago.
	Culturales	Falta de educación en el uso adecuado de la energía.
		Eléctrica y de otros recursos energéticos.
		Cultura de ilegalidad.
	Sociales	Presión de la comunidad o de otros grupos de personas

Tabla 1. Causas y responsables de las pérdidas no técnicas

3.2 CONSECUENCIAS DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

Las consecuencias de no tener un programa de pérdidas establecido en la electrificadora de Santander, nos llevaría a tener los siguientes resultados:

- Fallas en la prestación del servicio y oscilaciones de voltaje y corriente.
- Sobredimensionamiento de infraestructura eléctrica.
- Pérdidas económicas tanto para ESSA como para usuarios.

3.3 REVISIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para poder identificar y plantear la viabilidad financiera del proyecto de pérdidas en ESSA se debe tener claro que compone un sistema eléctrico y cada usuario que elementos requiere para tener el servicio de energía eléctrica en su predio.

Un sistema de distribución, se entiende como el conjunto de activos de propiedad de las empresas operadoras de energía utilizados para el transporte, transformación, distribución y entrega o suministro de energía en el punto de conexión de los usuarios finales (Figura N° 3), cualquiera que sea el nivel de tensión al cual se encuentra conectado.

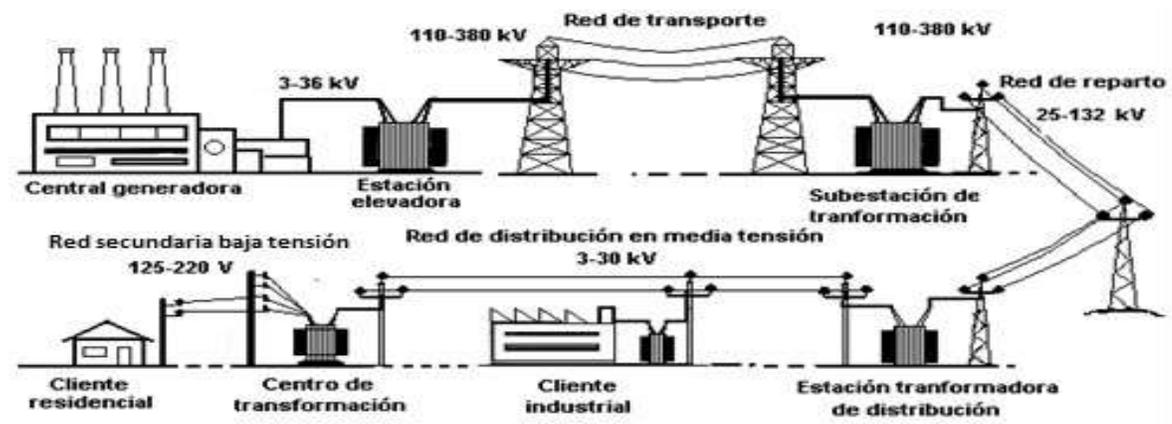


Figura N° 3. Ejemplo de un sistema de distribución regional (SDR).

Como resultados obtenidos encontramos desactualización de nuestros inventarios, motivo por el cual se procedió a realizar una actualización por niveles de tensión, como se observa en la figura N° 4, se clasificaron en subestaciones, redes de media y baja tensión, transformadores, apoyos (cantidad postes instalados), accesorios, etc.

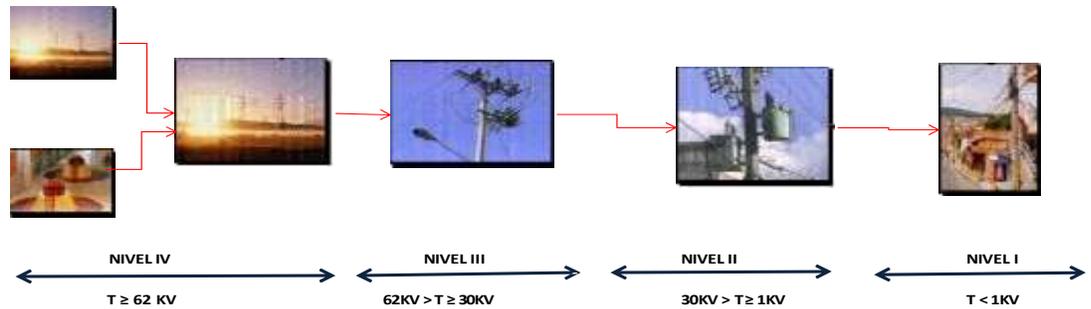


Figura N° 4. Comercialización de energía por niveles de tensión.

Los elementos que conforman un sistema de distribución son los siguientes, se pueden identificar en la Figura N°3:

- **Subestación de Distribución:** conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinadas a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.
- **Red primaria o de media tensión:** Red primaria o de media tensión (MT), Se trata del nivel de tensión al cual se transmite la energía antes de ser entregada al usuario que la consume en un nivel de tensión más bajo. Los niveles de tensión nominal
- **Red secundaria o de baja tensión:** Red secundaria o de baja tensión (MT), Se trata del nivel de Los niveles de tensión nominal inferiores a 1000V y son los que son llevados a clientes regulados.

El sistema se compone principalmente de:

- Circuitos provenientes de la subestación

- Ramales de media tensión
- Transformadores de distribución (5,10,15,25,37.5,50,45,75 y hasta 112.5KVA)

Red secundaria o de baja tensión (BT): Se trata del nivel de tensión en el que se comercializa la mayor cantidad de energía para los usuarios residenciales y pequeños negocios. Los niveles de tensión nominal son menores a 1000 V.

3.4 ELEMENTOS BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Cuando se habla de los elementos de una instalación eléctrica se habla básicamente de dos elementos Acometida y Medidor, ambos propiedad del cliente, los cuales se conectan con el sistema de distribución del operador de red y se conoce como el punto de conexión. Estos elementos deben cumplir las normas técnicas establecidas por el operador.

Equipos de Medida: Aparato que registra el consumo de energía eléctrica, dependiendo del consumo, la corriente y conexión que manejen el cliente existen diferentes tipos de medida (medidor de directa, semidirecta e indirectas)

Medidor de conexión directa: Tipo de conexión en la cual las señales de corriente y tensión que recibe al medidor son las mismas que recibe la carga, corriente menor o igual a 100 Amperios, el cual tiene un factor multiplicador =1, se puede apreciar en las Figuras N° 5 y 6.



Figura N° 5. Equipo de medida con conexión directa a la red B.T.

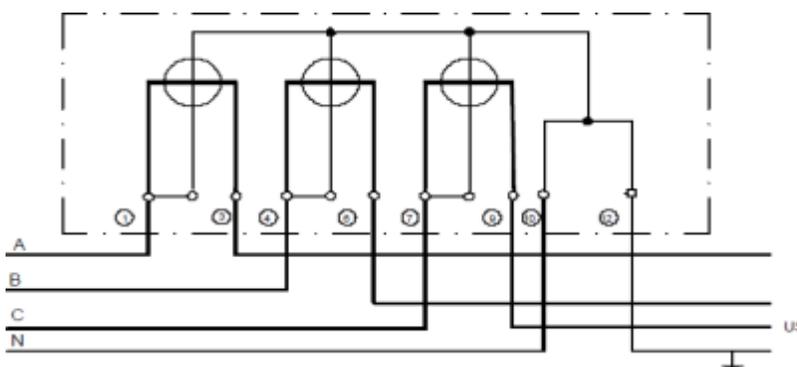


Figura N° 6. Diagrama unifilar de equipo de medida de conexión directa a la red B.T.

Medida de conexión semidirecta: Tipo de conexión en la cual las señales tensión que recibe al medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente provienen de los devanados secundarios de los transformadores de corriente(CTS) utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga a corrientes menores a 100 Amperios y se caracteriza porque para hallar el consumo real de los clientes debemos conocer la relación transformación, ejemplo al utilizar un transformador de corriente de 300/5, nuestro factor seria de 60 y si

nuestro cliente registra en su equipo de medida un lectura de 40 KWh-mes, su consumo real seria de 240 KWh-mes, en las figura N° 7 podemos observar los transformadores de corriente y en la figura N° 8 el diagrama unifilar y medidor.



Figura N° 7. Transformadores de corrientes.

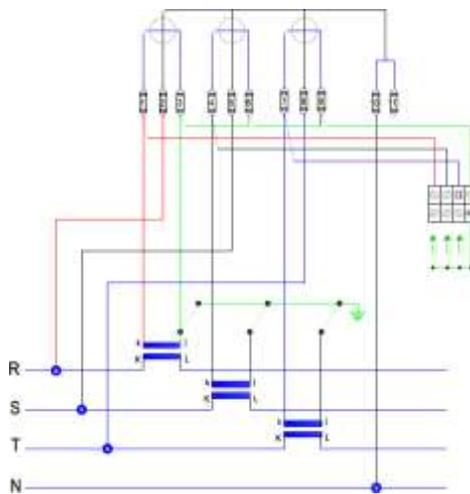


Figura N° 8. Diagrama unifilar de equipo de medida de conexión semidirecta a la red B.T.

Medida Indirecta: Tipo de conexión en la cual las señales tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los devanados secundarios de los transformadores de tensión (PTS) y corriente (CTS), figura N° 9 se muestran la

conexión en niveles superiores a 1000 voltios y son utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga, Factor multiplicador =KCTS * KPTS

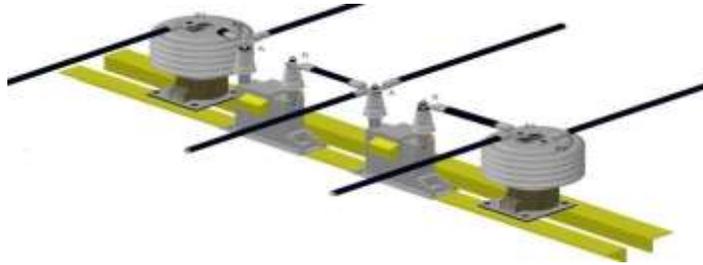


Figura N° 9. Conexión de transformadores de corriente y tensión en línea de 34.5 Kv.

Transformadores de medida (Corriente y tensión): La función de los transformadores de medida, es reducir a valores no peligrosos normalizados, las características de tensión e intensidad de una red eléctrica, se instalan en la punta del poste, como muestra la figura N° 10 por su tamaño y alejando el riesgo eléctrico de las personas y animales.



Figura N° 10. Instalación de transformadores de corriente y tensión en línea de 34.5 Kv.

De esta manera se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, figura N° 11 y 12, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamientos especiales, también se evitan

utilizar instrumentos especiales y caros, cuando se requieren medir corrientes intensas.

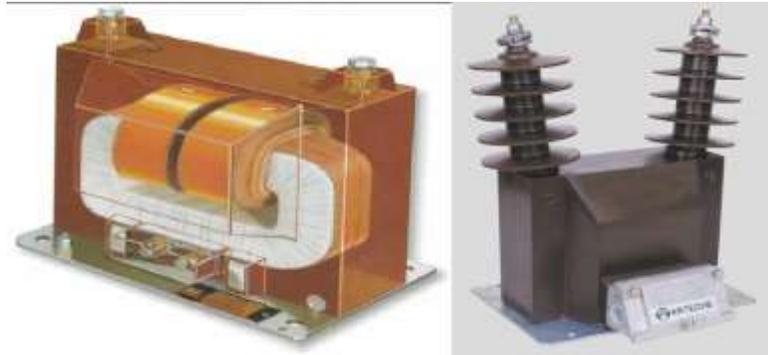


Figura N° 11. Ejemplo de Transformador de tensión.



Figura N° 12. ejemplo de transformadores de corriente.

La norma NTC 5019 establece las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica (medidores, transformadores para instrumentos de medida, equipos auxiliares de medida, etc.). Las características de estos equipos están definidas en función de las características propias de la instalación eléctrica en el punto de conexión y de las características propias de la carga a medir.

Acometida

Otros de los factores que impactan en los indicadores de pérdidas son la manipulación de las acometidas, se definen algunos significados y tipos que se encuentran en el sistema como operadores de red.

Acometida: Derivación de la red local del servicio público correspondiente, que llega hasta el elemento de corte del inmueble o equipo de medida. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el elemento de corte general.

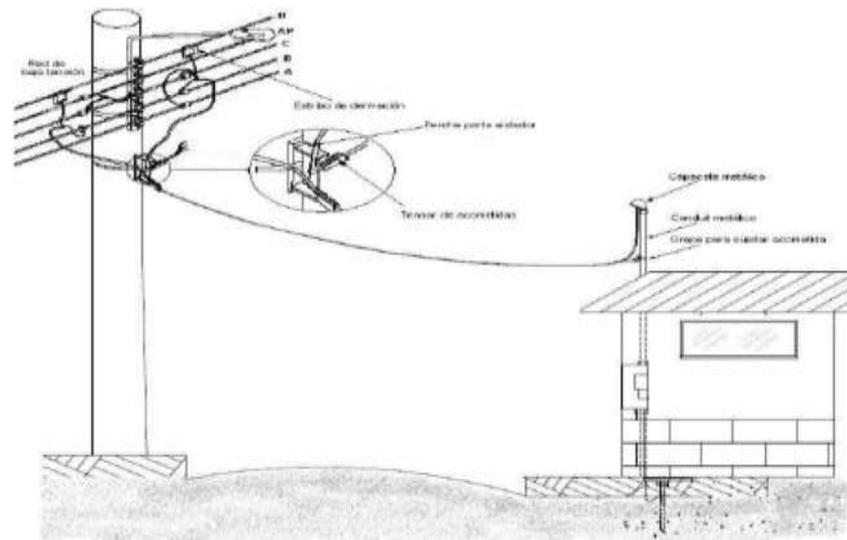


Figura N° 13. Derivación de la red de baja tensión comúnmente conocida como acometidas.

Clases de Acometidas: De acuerdo con la función que desempeñan, las acometidas dentro del sistema de distribución se pueden clasificar en:

- Acometida de media tensión
- Acometida general en baja tensión
- Acometida parcial o alimentador

La siguiente figura nos muestra el orden y nivel de cada una de ellas:



Figura N° 14. Esquema de localización de acometidas en el sistema de distribución local.

Tipos de acometidas: de acuerdo con la forma de construcción, las acometidas se clasifican en:

- Aéreas
- Subterráneas

Para nuevas instalaciones y para aquellas existentes, donde se ha evidenciado irregularidad o se requieran modificaciones del conductor de la acometida, ésta se hará en cable con neutro concéntrico para las instalaciones monofásicas bifilares o trifilares y en cable trenzado para las trifásicas.

Los calibres y características de los cables de cobre con neutro concéntrico para acometidas monofásicas bifilares o trifilares se identifican a continuación en la tabla:

Configuración	Calibre AWG	Peso total aprox. (kg/km)	Resistencia eléctrica a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A)
1 x 10 + 10	10	125	3,28	40
1 x 8 + 8	8	216	2,10	55
1 x 6 + 6	6	316	1,32	75
1 x 4 + 4	4	475	0,831	95
1 x 2 + 2	2	721	0,523	130
2 x 10 + 10	10	195	3,28	40
2 x 8 + 8	8	338	2,10	55
2 x 6 + 6	6	492	1,32	75
2 x 4 + 4	4	733	0,831	95
2 x 2 + 2	2	1107	0,523	130
2 x 8 + 10	8	309	2,10	55
2 x 6 + 8	6	446	1,32	75
2 x 4 + 6	4	657	0,831	95
2 x 2 + 4	2	989	0,523	130

Tabla N° 2. Características acometidas monofásicas bifilares o trifilares.

Los calibres y características del cable de cobre con neutro concéntrico y/o trenzado para acometidas trifásicas se especifican a continuación en la tabla N°3:

Configuración	Calibre AWG	Peso total aprox. (kg/km)	Resistencia eléctrica a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A)
3 × 8	8	344	2,12	55
3 × 6	6	501	1,34	75
3 × 4	4	744	0,840	95
3 × 2	2	1124	0,528	130
3 × 1	1	1411	0,419	150
3 × 1/0	1/0	1740	0,332	170
3 × 2/0	2/0	2153	0,263	195
3 × 3/0	3/0	2669	0,209	225
3 × 4/0	4/0	3317	0,166	260
3 × 8 + 8	8	424	2,12	55
3 × 6 + 6	6	626	1,34	75
3 × 4 + 6	4	870	0,840	95
3 × 2 + 4	2	1323	0,528	130
3 × 1/0 + 2	1/0	2055	0,332	170
3 × 2/0 + 1	2/0	2548	0,263	195
3 × 3/0 + 1/0	3/0	3167	0,209	225
3 × 4/0 + 2/0	4/0	3943	0,166	260

Tabla N° 3. Características acometidas trifásicas.

Identificadas las características de los conductores utilizados por los clientes o usuarios, se debe buscar la solución para tratar de blindar las pérdidas no técnicas en las acometidas, de las opciones que se encuentran las siguientes cumplen con la sección 220 norma NTC 2050 y cuentan con propiedades antifraudes para poder controlar el indicador:



Figura N° 15. Cables concéntricos antifraude 1x8+8, 2x8+8 y 3x8+8.

3.5 FRAUDES O ANOMALÍAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ESSA

De una forma clara y sencilla se describen los tipos de fraudes o anomalías más comunes que los clientes o usuarios cometen tanto en el sistema de distribución como en su equipo de medida.

ENERGIA SIN LEGALIZAR: Se define como todas aquellas conexiones que se derivan del sistema de distribución de energía eléctrica sin ninguna clase de medida y sin la autorización del operador de red en este caso (ESSA) sin facturación, lo más frecuente es encontrar este tipo de conexiones en barrios subnormales o invasiones, como se muestra en la figura N° 16 donde se toma la conexión a través de líneas artesanales, en la industria de la construcción, ventas ambulantes y soldadores entre otros.



Figura N° 16. Barrio subnormal, con conexión artesanal a nuestras redes de distribución local.

La mejor forma de evitar este tipo de conexiones es mediante un diseño de redes lo menos vulnerable o acceso de los usuarios a las mismas, haciendo presencia constante, generando un programa de uso eficiente y racional de la energía.

LINEA DIRECTA: Son todas aquellas derivaciones ilegales que se realizan desde el sistema de distribución, por parte de clientes legalizados (autorizados para realizar conexión) que pueden estar al día en el pago del servicio o no, en la figura N° 17 encontramos un servicio directo tomado del sistema de distribución local, llegando a un totalizador sin tener registro alguno a través de un equipo registrado en el sistema.



Figura N° 17. Servicio directo, conexión tomada de manera ilegal desde la red de distribución.

CONTADOR O MEDIDOR MAL CONECTADO Y/O MANIPULADO: La conexión irregular de los equipos de medida o contador por parte de personal ajeno al operador de red, lo que busca es disminuir el consumo de energía para facturar menos, tales anomalías como: fase de entrada puentada con la salida, tapa principal perforada, medidor partido, señales de tensión y de corriente aisladas o desconectadas ocasionando movimientos anormales del disco (menor velocidad y/o desplazamiento) y piñonería invertida o manipulada para disminuir el respectivo registro del integrador, en la figura N° 18 se muestran dos ejemplos de

manipulación el primero en la conexión del medidor y perforación para manipular el mecanismo.



Figura N° 18. Medidor con conexión manipulada y perforación para alterar mecanismo.

FASE INTERRUMPIDA O DERIVADA: falta de una fase conectada, para el caso de medidores con más de dos hilos, provoca en el equipo un paro parcial o total del mecanismo de registro, fase derivada antes del medidor lo cual genera que todo lo conectado a esta línea no sea registrado en la medida, en la figura N° 19 podemos apreciar al técnico encontrando un línea derivada antes del medidor.



Figura N° 19. Línea directa antes del medidor.

SELLO VIOLADO O MANIPULADO: Los sellos son un control que utiliza el operador para tener control de las líneas que llegan al equipo de medida, conexiones y mecanismos del medidor, estos pueden tener diferentes formas y color, cuando se evidencia sellos abiertos, rotos, manipulados e inexistentes, nos referimos a que el usuario manipulando los sellos tiene acceso a la medida o conexiones, lo cual se realiza para comprometer el normal funcionamiento de sus mecanismos internos para reducir su facturación, en la siguiente figura N° 20 se aprecia la instalación de sellos en acrílicos de la caja del medidor y en tapa bornera conexiones del medidor.



Figura N° 20. Sellos rotos y con signos de manipulación.

ADULTERACION SEÑAL DE MEDIDA: hace referencia aquellas instalaciones de medida semidirecta o indirecta, medidas que por los niveles de tensión y corriente que manejan requieren transformadores de potencial y corriente para la protección del equipo de medida y poderla medir en los niveles permitidos para no tener riesgo el lector para su facturación, nos referimos básicamente a los usuarios con altos consumos como grandes comercios, industrias y viviendas con altos consumos.

La adulteración de dichas conexiones puede significar menos registro de la energía, lo que se interpretaría como fraude o anomalía, el siguiente diagrama, figura N° 21 muestra el esquema de conexión de estos equipos de medida, en donde una persona experta puede cambiar la configuración y así bajar su registro para tener menor facturación.

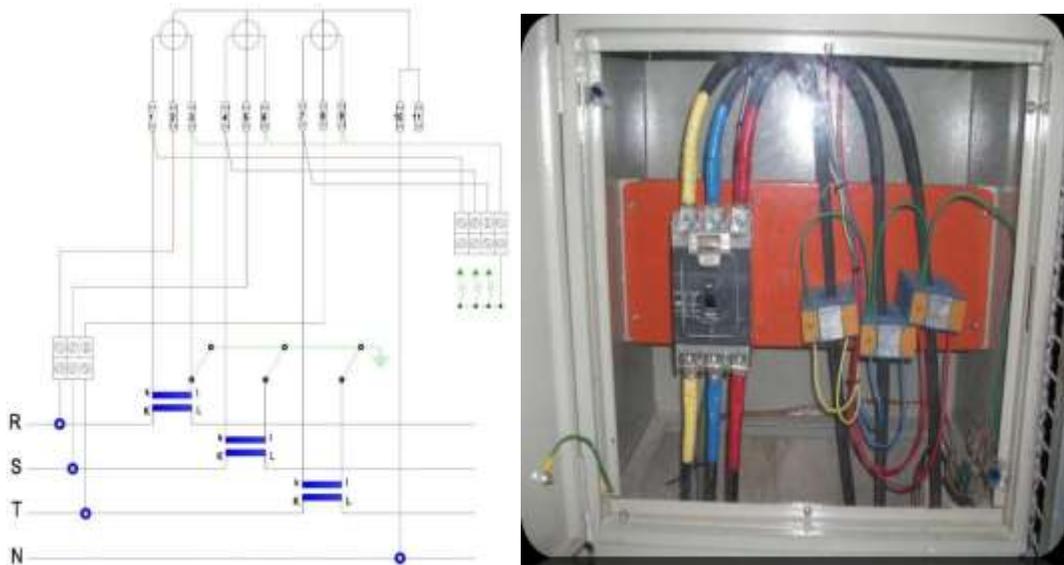


Figura N° 21. Diagrama de equipo de semidirecta y transformadores de corriente punto de fácil manipulación.

3.6 CONFORMACION DE EQUIPO DE TRABAJO DEL PROYECTO DE REDUCCION Y CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGIA EN ESSA

Teniendo en cuenta la situación de pérdidas no técnicas en el sistema de ESSA y la identificación de fraudes o anomalías se hizo necesario conformar un equipo de pérdidas para lograr el objetivo del proyecto de reducir el indicador de pérdidas del operador de red de 19,65% en agosto del 2010 al 10,57% en diciembre del 2014 con una recuperación de energía de 231 GWh, un proceso de reducción y control de pérdidas de energía requiere un equipo de trabajo muy calificado, comprometido y honesto. Básicamente el equipo de control se compone de tres grupos de trabajo, el equipo de gestión, control y soporte administrativo.

Equipo de gestión: Es el equipo de análisis, quienes soportan y garantizan el éxito de los programas de control. Se requiere que se encarguen de todos los cálculos para los balances de energía del sistema, se encargan de direccionar acciones a través de las bases de datos de ESSA, estadísticas, manejo de herramientas de office, igualmente tienen la responsabilidad de la elaboración de informes, reportes, histogramas, gráficas, seguimiento en general, del estudio y recomendación de nuevas tecnologías que se requieran para el manejo de información.

Equipo de control: Es el equipo encargado de la interventoría en terreno. Tienen la responsabilidad de visitar las cuadrillas que realizan las actividades de normalización, legalización, macromedición y redes. Interventoría debe garantizar el cumplimiento de rendimientos, efectividad, cumplimiento de normas de seguridad y la organización del equipo de ejecución para ser eficientes.

Equipo de soporte administrativo: Es el equipo responsable de realizar la planeación requerida, de controlar los niveles de inversión, la medición de indicadores, la evaluación financiera del proyecto, este equipo debe tener un perfil gerencial más que técnico, con habilidades administrativas para que faciliten la planeación táctica, el cálculo y manejo de presupuesto y manejo de recurso humano.

Actualmente el proyecto de reducción y control de pérdidas tiene 54 personas vinculadas directamente con ESSA y más de 400 trabajadores de aliados comerciales (contratistas).

3.7 RESULTADO DE LA IDENTIFICACION, PLANEACION Y CONTROL TÉCNICO DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA REDES VULNERABLES

El equipo de control su función es prevenir, corregir y controlar cualquier fenómeno o tendencia al robo de energía eléctrica, siendo la redes vulnerables o fácil acceso por parte de los usuario o clientes una de las debilidades del sistema de distribución.

Dentro de los subprocesos de control se desarrollaron nuevos procesos basados en la experiencia de casa matriz para transformadores con altos índices de pérdidas Figura N° 22 y están identificados en el siguiente listado:

- Diagnostico a transformadores de altas perdidas
- Intervención de Redes
- Revisión de clientes
- Control de reincidentes

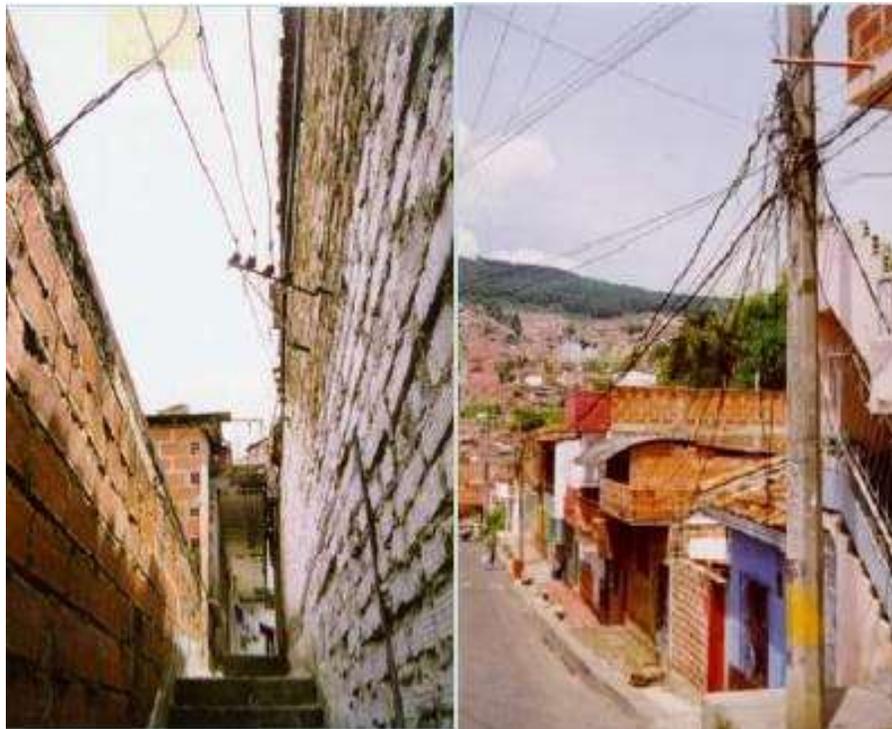


Figura N° 22. Transformador de pérdidas altas debido a sus redes vulnerables.

Diagnostico transformadores de altas pérdidas: esta actividad es guía para determinar las acciones a ejecutar en dicho transformador, ya que se identifican las pérdidas no técnicas del transformador.

Este equipo de trabajo debe conocer todas los fraudes, para que los pueda identificar, debe conocer los equipos de medida y sus conexiones, debe saber realizar la respectiva critica del cliente en campo para determinar si tiene desviación significativa e identificar y plantear la posible solución a las pérdidas no técnicas del transformador.

Equipo de redes: este equipo de trabajo debe desarrollar actividades enfocados a construir topologías de redes para perdidas, donde se busca disminuir la vulnerabilidad del sistema de distribución, deben tener la capacidad de realizar:

Revisión de clientes: involucra a clientes a revisar por critica o focalizados, masivos por transformadores de altas perdidas, teniendo en cuenta lo que el diagnostico nos direcciona para ejecutar.

Control de reincidentes: consiste en las revisiones para controlar todos aquellos clientes que en algún momento fueron revisados y se encontró alguna irregularidad o fraude, por tanto se debe revisar periódicamente para garantizar que no vuelvan a realizar anomalía.

3.8 QUE ES BALANCE DE ENERGIA

El balance de energía busca establecer las actividades necesarias para realizar el balance mensual del distribuidor por niveles de tensión y hallar las pérdidas de energía e índice de pérdidas mensual y acumulado, lo que finalmente se traduce a perdida de dinero para la empresa.

Este procedimiento inicia con la recopilación de los datos de energía de entrada en los niveles 4,3 y 2 y la energía de salida en los niveles 4, 3,2 y 1 terminando con el cálculo del índice de pérdidas de energía mensual y acumulada.

FLUJO POR NIVELES

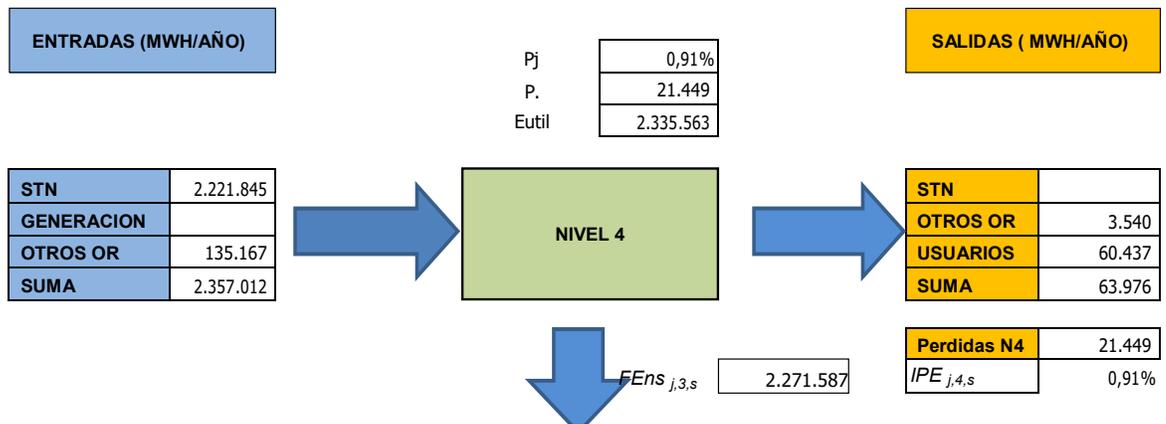


Tabla N° 4. Balance de energía Nivel 4.

ENERGIA DE ENTRADA NIVEL 4: Energía recibida del (STN) a través de los autotransformadores: Esta es la energía recibida a través de los autotransformadores de Palos, Bucaramanga, Barrancabermeja y Piedecuesta, ver tabla N°23, resumen de entradas y salidas.

Autotransformador Auto - Palos

Autotransformador Auto - Bucaramanga

Autotransformador Auto - Barranca

Autotransformador Auto - Piedecuesta

Se compara la información con el reporte de tele medida (Informe CREG flujos de energía) y el reporte de XM (Compañía de expertos en mercados).

Energía recibida de STN –Barbosa: Es la energía de entrada recibida a través de la línea Paipa – Barbosa y Chiquinquirá – Barbosa.

ENERGIA DE SALIDA NIVEL 4: Energía entregada a EBSA: Es la energía de salida a través de la línea Chiquinquirá – Barbosa.

Consumo clientes regulados ESSA: Corresponde a las ventas de energía en todo el departamento, de los clientes conectados en nivel 4.

Consumo clientes no regulados ESSA: Tener en cuenta que para el nivel IV no se tienen clientes no regulados.

Consumo clientes OTC: Esta información es la suma de los clientes de otras comercializadoras.

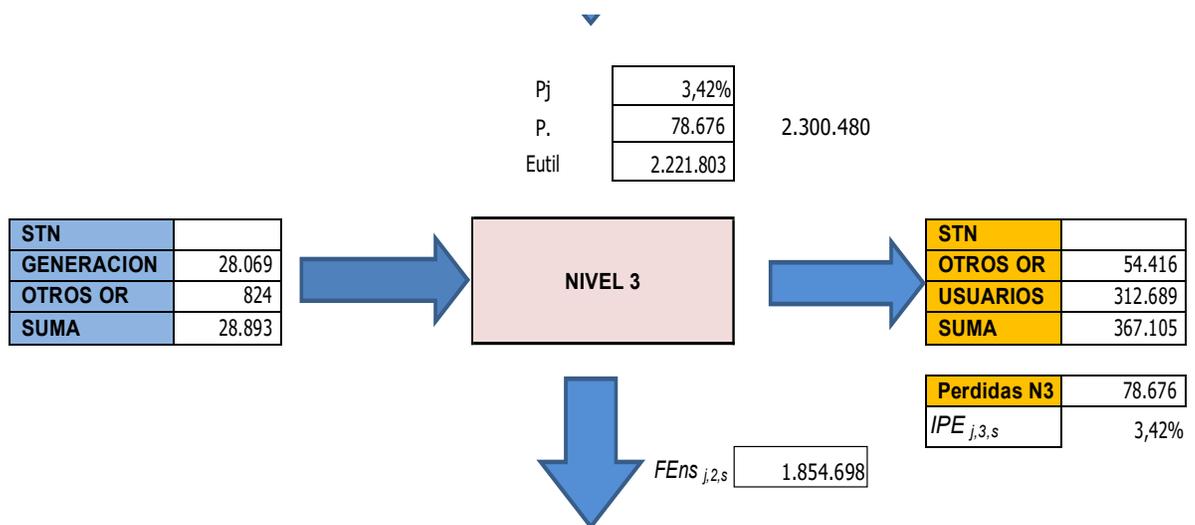


Tabla N° 5. Balance de energía Nivel 3.

ENERGIA DE ENTRADA NIVEL 3: Energía recibida de generadores embebidos: Es la energía recibida de las plantas térmicas e hidráulicas conectadas a nivel 3 (Palenque y Palmas), ver tabla N° 5, resumen de entradas y salidas.

Energía EBSA: Corresponde a la energía de entrada por la línea Tipacoque-Capitanejo. Esta información es tomada del reporte de tele medida de entrada y

salida de flujos y se compara con la enviada a compañía de expertos en mercados (XM) teniendo en cuenta que esta última está referida a 230 Kv.

ENERGIA DE SALIDA NIVEL 3: Energía entregada a EBSA: Es la energía de salida a través de las líneas Tipacoque-Capitanejo, Barbosa-Moniquirá, San José de Páre, Santa Ana y Chitaráque.

Energía entregada a distribuidores locales: Corresponde a la energía salida para CENS (Cáchira), Electricaribe (Simití) y Ruitoque.

Consumo clientes regulados ESSA: Corresponde a las ventas de energía en todo el departamento, de los clientes conectados en el nivel 3.

Consumo Clientes No Regulados ESSA: Esta información es tomada del mismo reporte del SAC de clientes regulados y restarle los consumos de los clientes de fuera del departamento.

Consumo clientes OTC: Esta información es la suma de los clientes de otras comercializadoras.

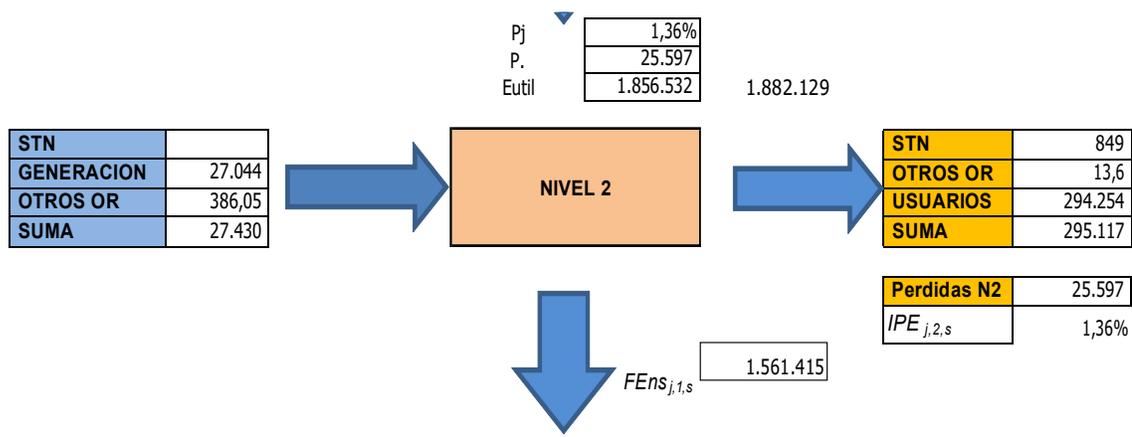


Tabla N° 6. Balance de energía Nivel 2.

ENERGIA DE ENTRADA NIVEL 2: Energía recibida de generadores embebidos: Es la energía recibida de nuestras plantas térmicas e hidráulicas, conectadas a nivel 2 (Servita, Calichal, Cascada y Zaragoza), ver tabla N°6, resumen de entradas y salidas.

Energía EBSA: Corresponde a la energía de entrada por Gambita y Albania.

ENERGIA DE SALIDA NIVEL 2: Energía entregada a EBSA: Es la energía de salida a través de Gambita y Albania.

Consumo clientes regulados ESSA: Corresponde a las ventas de energía en todo el departamento, de los clientes conectados en nivel 2

Consumo clientes no regulados ESSA: Esta información es tomada del mismo reporte del SAC de clientes regulados y restar la información fuera del departamento.

Consumo clientes OTC: Esta información es la suma de los clientes de otras comercializadoras

Energía entregada AUX STN: Información tomada del archivo enviado por tele medida, informe CREG flujos de energía.

Energía entregada ESSAGEN: Información tomada del reporte auxiliares

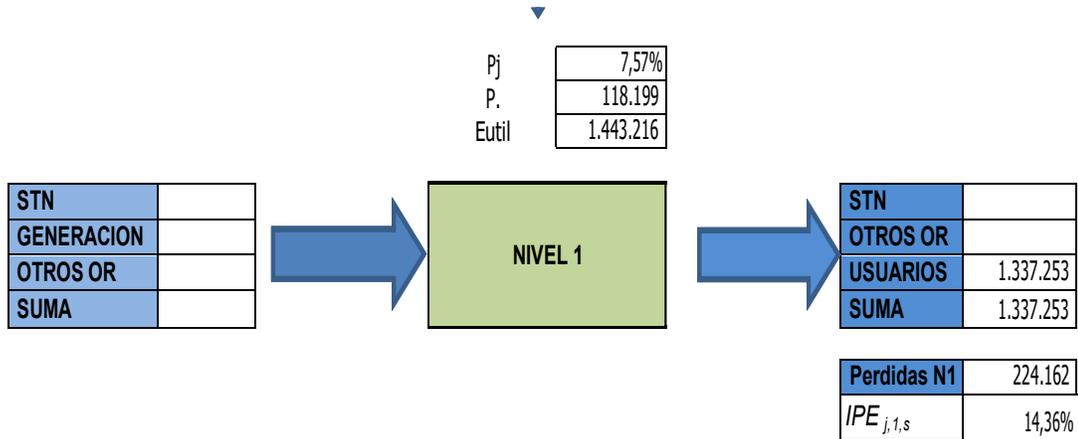


Tabla N° 7. Balance de energía Nivel 1.

ENERGIA DE ENTRADA NIVEL 1: Consumo frontera embebida comuneros:

Se reporta la energía de la frontera embebida Comuneros, ver tabla N° 7, resumen de entradas y salidas.

ENERGIA DE SALIDA NIVEL 1: Consumo clientes regulados ESSA:

Corresponde a las ventas de energía en todo el departamento, de los clientes conectados en el nivel 1

Consumo clientes no regulados ESSA: Esta información es tomada del mismo reporte del SAC de clientes regulados

Consumo clientes OTC: Esta información es la suma de los clientes de otras comercializadoras

Energía entregada ESSAGEN: Información tomada del formato Auxiliares.

Energía recuperada por proceso administrativo: Esta energía es la energía facturada al finalizar un proceso administrativo por encontrar una anomalía o irregularidad en cualquier cliente

4. ANALISIS FINANCIERO AÑO CERO PARA LA REDUCIR EL INDICADOR DE PÉRDIDAS

Para el año cero del proyecto, se determinó por medio de la consolidación de la información de las compras y ventas a corte agosto 2008 y agosto 2009, que se tenía unas compras anuales de energía del valor 2.533.032.728 [KWh], unas ventas anuales 2.040.004.012 [KWh], como resultados de estos movimientos había con unas pérdidas anuales de 493.028.716 [KWh] con un indicador de 19,65%, lo que indica que del total comprado el 19,65% ESSA no lo factura o vende como se muestra en la tabla N° 8, datos tomados de toda el área de cobertura de ESSA la cual corresponde a todo el departamento de Santander y parte del departamento del Cesar y sur de Bolívar.

BALANCES ENERGÍA	ANÁLISIS INDICE DISTRIBUIDOR
Concepto	Inicial
Energía Entrada Anual [KWh]:	2.533.032.728
Energía Salida Anual [KWh]:	2.040.004.012
Pérdidas de Energía[KWh]:	493.028.716
% Pérdidas Totales	19,65%
% Pérdidas Técnicas	10,52%
Pérdidas Técnicas	266.475.043
% Pérdidas No Técnicas	9,13%
Pérdidas No Técnicas	231.265.888

Tabla N° 8. Balances de energía VS análisis del distribuidor año cero.

Después de estos planteamientos, se analizó que para llegar a obtener un indicador de 10,57%, se debe tener un valor aproximado de compras anuales de energía por 2.463.652.962 [KWh] y llevar las ventas anuales en los cuatro años de duración del proyecto a 2.201.890.134 [KWh], para tener una pérdida anual de 261.762.828 [KWh], como se muestra en la tabla N°9:

BALANCES ENERGÍA	ANÁLISIS INDICE DISTRIBUIDOR
Concepto	Final
Energía Entrada Anual [KWh]:	2.463.652.962
Energía Salida Anual [KWh]:	2.201.890.134
Pérdidas de Energía[KWh]:	261.762.828
% Pérdidas Totales	10,62%
% Pérdidas Técnicas	7,57%
Pérdidas Técnicas	186.498.529
% Pérdidas No Técnicas	3,05%
Pérdidas No Técnicas	75.264.299

Tabla N° 9. Balances de energía VS análisis del distribuidor resultados esperados por proyecto.

Como resultado de los estudios previos, se identificó las causas más comunes dentro del sistema de transmisión regional, sistema de transmisión local, clientes regulados y no regulados aplicando a través de algunos escenarios iniciales y por factor de utilización una recuperación unitaria por causa y subdivisión de la causa, además se planteó una depuración de los sistemas de información comercial lo cual llevaría a una recuperación por la vía administrativa, debido a que los sistemas llevaban más de cinco años de ser actualizados, la información completa se encuentra en la tabla N°10, de lo cual se espera una recuperación durante los cuatro años de realización del proyecto de 231.265.888 [KWh], con un reducción del indicador en 9,13% para llevar el indicador del operador de red a diciembre del 2014 a 10,57%.

CAUSA	SUBDIVISIÓN DE LA CAUSA	Escenario Inicial			
		Número unidades	Pérdidas/ Unidad kWh [Mes]	Pérdidas kWh [Año]	% Pérdidas kWh [Año]
Conexiones ilegales (contrabandos)	Instalaciones	14.000	100	16.800.000	0,66%
Fraudes	Instalaciones	117.485	100	140.981.853	5,57%
Fallas Administrativas	Consumos promedios	10.000	61,28	7.353.600	0,29%
	Por fallas de lectura de medidores	20.000	61	14.707.200	0,58%
	Por fallas en constantes de medición	60	12.000	8.640.000	0,34%
	Por fallas de la facturación	11.000	61	8.088.960	0,32%
	Por mal aforo de alumbrado público u otras cargas legalizadas	59	15.677	11.099.075	0,44%
	Por retardos en el ingreso a la facturación	1.300	182	473.200	0,02%
	Otras causas administrativas (Cargas especiales)	1	83.333	1.000.000	0,04%
Fallas en Contadores	Instalaciones	80.000	15	14.400.000	0,57%
Otras causas (otros comercializadores, otros distribuidores)		26	24.750	7.722.000	0,30%
Totales		253.931	136.341	231.265.888	9,13%

Tabla N° 10. Causales de pérdidas no técnicas.

Teniendo en cuenta el cuadro anterior y dándole el valor comercial a cada una de las acciones que llevan a una recuperación de 231.265.888 [KWh] y lograr llevar el indicador al 10,57% con el acompañamiento de casa matriz grupo-EPM, se programó lo siguiente:

- Rubro inversión de \$ 37.525.500.000 pesos mcte.
- Rubro de costo de \$ 76.770.604.000 pesos mcte.

Para un valor total del proyecto \$ **114.296.104.000** pesos mcte.

Para tener la cobertura total del proyecto en el área de influencia de ESSA, las acciones se dividieron en la zona urbana con mayor cobertura de clientes y en la parte rural, asignado de la siguiente forma:

URBANAS		RURALES	
ACCIONES REQUERIDAS	ENERGIA RECUPERADA	ACCIONES REQUERIDAS	ENERGIA RECUPERADA
195259	143.765.885.000 [KWh]	37192	27.133.700.000 [KWh]

Tabla N° 11. Distribución de acciones urbanas y rurales para una recuperación de 231 GWh.

4.1 ELABORACION DE PLAN TACTICO

Identificados los puntos para realizar el proyecto, se procedió a realizar un cronograma de actividades, en donde la tarea de mirar cada una de las actividades asignando tiempos de ejecución, tiempos muertos, personal, herramientas, equipos y materiales para la consecución de las obras, de este estudio se elaboró lo que se llamó plan táctico, figura N° 23.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.							
PROYECTO DE GESTION Y RECUPERACION ENERGETICA EN ESSA.							
PLAN TÁCTICO - ACCIONES OPERATIVAS							
DESCRIPCION	Avance	2010					Total 2010
		Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
Deteccion de transformadores directos nivel 2	Programado	187	63	0	0		250
	Acumulado	0	29	45	-8		
	Ejecutado	✓ 158	✗ 47	✓ 53	✓ 1		259
	Porcentaje	84,5%	51,1%	117,8%	-12,5%		103,6%
Legalizacion de transformadores directos nivel 2	Programado	130	80	40	9	0	259
	Acumulado	0	20	39	8	16	
	Ejecutado	✓ 110	⚠ 61	✓ 71	✗ 1	✗ 0	243
	Porcentaje	84,6%	61,0%	89,9%	5,9%	0,0%	93,8%
	Rec.Energia	0,456	0,708	1,002	1,006	1,006	
Ingreso a facturación de Conectados sin autorizaciòn	Programado	3500	2000	1500	0	0	7000
	Acumulado	0	1275	2482	1922	1922	
	Ejecutado	✓ 2225	✗ 793	✓ 2060	✗ 0	✗ 0	5078
	Porcentaje	63,6%	24,2%	51,7%	0,0%	0,0%	72,5%
	Rec.Energia	0,134	0,181	0,305	0,305	0,305	
Legalización de instalaciones (HV)	Programado	595	595	1045	1045	1045	4325
	Acumulado	0	63	527	1164	1445	
	Ejecutado	✓ 532	✗ 131	✗ 408	✗ 764	✗ 585	2420
	Porcentaje	89,4%	19,9%	26,0%	34,6%	23,5%	56,0%
	Rec.Energia	0,043	0,053	0,086	0,147	0,194	
Normalización no residencial	Programado	400	900	900	50	50	2300
	Acumulado	0	55	898	1560	1318	
	Ejecutado	✓ 345	✗ 57	✗ 238	✗ 292	✗ 217	1149
	Porcentaje	86,3%	6,0%	13,2%	18,1%	15,9%	50,0%
	Rec.Energia	0,104	0,121	0,192	0,280	0,345	
Normalización residencial	Programado	350	500	500	1805	1805	4960
	Acumulado	0	116	530	267	1057	
	Ejecutado	⚠ 234	✗ 86	✓ 763	✓ 1015	✓ 646	2744
	Porcentaje	66,9%	14,0%	74,1%	49,0%	22,6%	55,3%
	Rec.Energia	0,007	0,010	0,032	0,063	0,082	
Revisión de clientes con factor >1	Programado	0	300	300	450	650	1700
	Acumulado	0	-536	-265	28	355	
	Ejecutado	✓ 536	✗ 29	✗ 7	✗ 123	✗ 40	735
	Porcentaje	#¡DIV/0!	-12,3%	20,0%	25,7%	4,0%	43,2%
	Rec.Energia	0,054	0,057	0,057	0,070	0,074	
Instalación de Macromedicion	Programado	0	200	200	1100	1100	2600
	Acumulado	0	0	199	372	1372	
	Ejecutado		✗ 1	✗ 27	✗ 100	✗ 87	215
	Porcentaje		0,5%	6,8%	6,8%	3,5%	8,3%
Reparación de Macromedidores	Programado	0	260	260	261	261	1042
	Acumulado	0	0	188	317	56	
	Ejecutado		✗ 72	✗ 131	⚠ 522	✗ 136	861
	Porcentaje		27,7%	29,2%	90,3%	42,9%	82,6%
Verificación de aforos de alumbrado público (Municipios)	Programado	40	10	5	4	0	59
	Acumulado	0	4	14	19	23	
	Ejecutado	✓ 36	✗ 0	✗ 0	✗ 0	✗ 0	36
	Porcentaje	90,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	61,0%

Figura N° 23. Cronograma de actividades con recuperación asociada llamado "Plan Táctico".

El plan táctico es el cronograma de ejecución y control de cada una de las acciones, planteadas anteriormente y de esta forma saber mensualmente cuanta acciones se deben ejecutar y en donde realizar, además de esta forma se determina la ejecución presupuestal mensualmente en millones de pesos (tabla N° 8) el cual se calcula multiplicando el valor unitario de cada acción por su cantidad y poder cuantificar el dinero de recuperación en compras y ventas mensuales debido a la proyección mensual de energía a recuperar se puede determinar cuántos ingresos en ventas obtenemos como se observa en la tabla N°12.

TOTAL	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
37.525,5	14.010	11.757.	11.757	0	0	0	0	0	0	0
74.335,1	14.159	22.330	21.741	1.616	1.616	1.616	1.616.	1.616	1.616	1.616.
1.595.2	19.018	85.719	154.666	190.831	190.831	190.831	190.831	190.	190.83	190.831

Tabla N° 12. Movimientos presupuestales calculados para evaluación del proyecto a 10 años.

Como se observa en la Tabla N° 13 se proyectó la recuperación a cinco años, pero para que el proyecto tenga sostenibilidad en el tiempo a partir del quinto años se realizaran acciones de control a las actividades realizadas anteriormente.

Años de recuperación	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Recuperación energía [GWh]	19.018.200	85.719.207	187.297.173	231.265.888	231.265.888	231.265.888
Aumento facturación [kWh]	13.312.740	60.003.445	131.108.021	161.886.122	161.886.122	161.886.122
Ahorro en compra [kWh]	5.705.460	25.715.762	56.189.152	69.379.766	69.379.766	69.379.766

Tabla N° 13. Recuperación de energía, aumento en la facturación y ahorro en compras.

Los resultados esperados al comienzo del quinto año de ejecución del proyecto, sería una recuperación de 231.265.888 [GWh], los cual traería un aumento de facturación de 161.886.122 [KWh] y ahorro en compras de 69.379.766 [KWh], a partir del quinto año se realizaran acciones de control, cabe resaltar que los estudios fueron basados en la experiencia de la casa matriz:

- Recuperación por aumento de facturación 30%.
- Recuperación por ahorro en la compra 70%.

De los resultados obtenidos en las tablas anteriores y dando un cumplimiento estricto a cada una de las acciones planteadas en la elaboración del plan táctico, se espera el siguiente comportamiento de las entradas y salidas del sistema como operadores de red, ver tabla N° 14:

Años de recuperación	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Energía de entrada	2.246.850.714	2.204.767.409	2.161.143.713	2.138.341.667	2.138.341.667
Energía de Salida	1.865.883.885	1.883.919.587	1.902.615.457	1.912.387.763	1.912.387.763
Pérdidas	380.966.829	320.847.822	258.528.255	225.953.905	225.953.905
% Pérdidas	16,96%	14,55%	11,96%	10,57%	10,57%

Tabla N° 14. Comportamiento proyectado de entrada Vs salidas.

De la tabla anterior se concluyó, que se debe tener controladas todas las entradas de nuestro sistema y cada acción planteada en el plan táctico debe llevarnos a un aumento en facturación, es decir vender más energía.

Ingresos y ahorros: son aquellos dineros que ingresan al flujo de caja de la ESSA, con el desarrollo de un plan de pérdidas y como resultados de cada acción planeada, ver tabla N° 16.

CONCEPTOS DE INGRESOS Y AHORROS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Aumento en facturación por recuperación [\$]	\$ 1.351.960.895	\$ 6.730.491.080	\$ 12.634.321.309	\$ 16.054.500.414	\$ 16.283.620.414
Ahorros en costos por recuperación [\$]	\$ 2.581.819.562	\$ 12.924.423.283	\$ 24.304.114.848	\$ 30.916.228.940	\$ 31.407.054.977
Cobro de energía recuperada por sanciones [\$]	\$ 2.651.025.076	\$ 3.098.538.051	\$ 3.207.316.089	\$ 3.303.535.572	\$ 3.402.641.639
Cobro por legalización	\$ 198.809.774	\$ 596.429.323	\$ 1.007.965.556	\$ 1.081.640.396	\$ 1.157.525.482
Cobro por cambio de medidor	\$ 216.724.787	\$ 650.174.362	\$ 1.098.794.672	\$ 1.118.480.355	\$ 1.138.166.038
Cobro de acometida	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Cobro de caja para medidor	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total Ingresos y Ahorros	\$ 7.000.340.095	\$ 24.000.056.100	\$ 42.252.512.474	\$ 52.474.385.678	\$ 53.389.008.550

Tabla N° 16. Ingresos y ahorros.

Inversiones: son todas aquellas remodelaciones a expansiones de la red de media o baja tensión para poder normalizar los clientes conectados de manera legal o ilegal al sistema de distribución regional o local, las inversiones realizadas por el proyecto se plantean solo para los tres primeros años como muestra la tabla N°17.

CONCEPTOS DE INVERSIONES	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones en Redes o Activos eléctricos[\$]	\$ 14.010.300.000	\$ 12.227.904.000	\$ 12.655.880.640	\$ 0	\$ 0
Inversiones Diferidos[\$]	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total Inversiones	\$ 14.010.300.000	\$ 12.227.904.000	\$ 12.655.880.640	\$ 0	\$ 0

Tabla N° 17. Inversiones.

Costos: son las acciones como revisiones, legalizaciones, verificación e inspecciones que debe asumir la ESSA, para realizar una labor con un grupo específico de trabajo el cual cuenta con herramientas y materiales para una realización de una tarea, ver tabla N° 18

CONCEPTOS DE COSTOS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo (Rev+Legal+otros)[\$]	\$ 13.442.815.191	\$ 22.410.396.537	\$ 22.560.994.816	\$ 2.293.827.759	\$ 2.362.642.592
Costo de Depreciación de Activos[\$]	\$ 1.401.030.000	\$ 2.623.820.400	\$ 3.889.408.464	\$ 3.889.408.464	\$ 3.889.408.464
Costo de Amortización de inversiones diferidas[\$]	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total Costos	\$ 14.843.845.191	\$ 25.034.216.937	\$ 26.450.403.280	\$ 6.183.236.223	\$ 6.252.051.056

Tabla N° 18. Costos asociados al proyecto.

Valoración final del proyecto

Para la valoración final del proyecto se debe garantizar los siguientes supuestos financieros:

- Se consideró un WACC corriente después de impuestos del 13,32%.
- El horizonte de evaluación del programa se tomaron 10 años.

- Se requiere garantizar una cartera del 70% con respecto de ingresos.
- Se consideró un costo del valor del (\$/kWh), para año el primer año de \$354,36 pesos mcte.
- El inicio del proyecto se espera para el mes el mes de agosto del año 2010.

Basados en lo los datos, estadísticas y cálculos manejados anteriormente, podemos decir que le comportamiento de nuestra inversión y nuestro costo tendrá una ejecución presupuestal de los primeros cinco años se muestra en la tabla N°19, en donde no se espera tener recuperación de la inversión.

PROYECCIÓN DE DESEMBOLSOS Y UTILIDAD NETA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	\$ (14.010.300.000,00)	\$ (12.227.904.000,00)	\$ (12.655.880.640,00)	\$ -	\$ -
Costos	\$ (13.442.815.191,30)	\$ (22.410.396.537,04)	\$ (22.560.994.815,84)	\$ (2.293.827.759,05)	\$ (2.362.642.591,83)
Desembolsos de egresos	\$ (27.453.115.191,30)	\$ (34.638.300.537,04)	\$ (35.216.875.455,84)	\$ (2.293.827.759,05)	\$ (2.362.642.591,83)
Utilidad Neta para el proyecto	\$ (8.259.039.657,83)	\$ (2.280.764.523,08)	\$ 9.175.883.807,20	\$ 29.540.989.230,79	\$ 30.043.648.202,56
Flujo Neto= (Util.Neta-Desembolsos egresos)	\$ (35.712.154.849,13)	\$ (36.919.065.060,12)	\$ (26.040.991.648,64)	\$ 27.247.161.471,74	\$ 27.681.005.610,73
Flujo Neto Acumulado	\$ (35.712.154.849,13)	\$ (72.631.219.909,25)	\$ (98.672.211.557,89)	\$ (71.425.050.086,15)	\$ (43.744.044.475,42)
Año de Recuperación de inversión	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla N° 19. Proyección de recuperación de los primeros cinco años.

El análisis para los siguientes cinco años (6 al 10) que se proyecta de control las acciones ejecutadas es más positivo y partir del sexto año encontramos recuperación de la inversión, los movimientos se muestran en la tabla N° 20.

PROYECCIÓN DE DESEMBOLSOS Y UTILIDAD NETA	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos	\$ (2.433.521.869,58)	\$ (2.506.527.525,67)	\$ (2.581.723.351,44)	\$ (2.659.175.051,98)	\$ (2.738.950.303,54)
Desembolsos de egresos	\$ (2.433.521.869,58)	\$ (2.506.527.525,67)	\$ (2.581.723.351,44)	\$ (2.659.175.051,98)	\$ (2.738.950.303,54)
Utilidad Neta para el proyecto	\$ 87.878.830.700,26	\$ 28.177.659.985,60	\$ 32.988.347.505,56	\$ 34.056.175.040,85	\$ 35.156.037.402,21
Flujo Neto= (Util.Neta-Desembolsos egresos)	\$ 85.445.308.830,68	\$ 25.671.132.459,94	\$ 30.406.624.154,12	\$ 31.396.999.988,87	\$ 32.417.087.098,67
Flujo Neto Acumulado	\$ 41.701.264.355,26	\$ 67.372.396.815,20	\$ 97.779.020.969,32	\$ 129.176.020.958,00	\$ 161.593.108.056,67
Año de Recuperación de inversión	6	7	8	9	10

Tabla N° 20. Proyección de recuperación del sexto al décimo año.

Partiendo de los datos de las anteriores tablas podemos determinar, que el proyecto dará un retorno de la inversión hecha por el grupo empresarial ESSA-Epm, al término de los cinco años, pero se deben seguir realizando acciones de control para que sea sostenible en el tiempo, además se tendrá una tasa interna de retorno (TIR) de un 67,63%, considerando un WACC corriente después de impuestos de 13,32%, obtenemos un valor presenté neto (VPN) de **\$ 227.580.838.659 pesos mcte**, la inversión planteada por el proyecto se dará de la siguiente manera:

- Rubro inversión de \$ 37.525.500.000 pesos mcte.
- Rubro de costo de \$ 76.770.604.000 pesos mcte.

Para un valor total del proyecto **\$ 114.296.104.000 pesos mcte**.

Resultados Financieros	
Valor presente Neto(\$)	227.580.838.659
Tasa interna de Retorno (TIR):	67,63%
Tasa de Descuento	13,32%
Recuperación de inversión(Años)	6

Tabla N° 21. Resultados financieros.

En conclusión la realización del proyecto "buena energía para todos", es viable para los intereses del grupo empresarial Epm y se convierte en un pilar de valor para la sostenibilidad de los siguientes diez años.

4.2 INICIO Y EJECUCIÓN DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL PERDIDAS DE ENERGIA "BUENA ENERGIA PARA TODOS" ESSA

El hurto de energía eléctrica es un acto que frecuentemente se vive en toda el área de cobertura, representándole a la Electrificadora de Santander S.A. ESP generando pérdidas millonarias.

Las pérdidas de Energía Eléctrica en la Electrificadora de Santander constituyen su principal problemática y al controlar este aspecto se garantiza la viabilidad futura de la empresa es por esta razón que nace el proyecto de reducción y control de pérdidas en ESSA "BUENA ENERGIA PARA TODOS", nace en agosto del 2010 con un tiempo proyectado de cuatro años.

Se espera reducir el indicador de pérdidas del distribuidor del 19.10% (31-dic-2010) al 10.57% (31-dic-2013) en un período de cuatro (4) años con una recuperación de energía de 231,35 GWh. Es un proyecto de inversión agresiva durante los 3 primeros años. Contempla actividades de reducción y control de pérdidas de energía; en el cuarto año se continuará con el período de sostenimiento del indicador, o sea mantener un IP 10,57%, cuenta con un presupuesto de \$114.885 millones, de los cuales \$38,894 millones son en inversión (redes) y \$75.991 millones en costo (revisiones).

4.3 SITUACION ACTUAL DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta lo desarrollado por el proyecto hasta el mes de septiembre del año 2013, el avance del proyecto se muestra en la siguiente tabla:

Concepto	Meta anual	Meta a sep-13	Avance acum a sep-13	Cumplimiento acum a sep-13
Indicador de pérdidas del distribuidor acumulado 12 meses	10.99%	11.69%	12.65%	92%
Energía gestionada [GWh]	60	48.3	27.5	57%
Presupuesto total [millones de pesos]	\$ 61,868	\$ 47,659	\$ 34,537	72%
Inversión [millones de pesos]	\$ 17,977	\$ 13,188	\$ 8,296	63%
Costo [millones de pesos]	\$ 43,891	\$ 34,471	\$ 26,241	76%

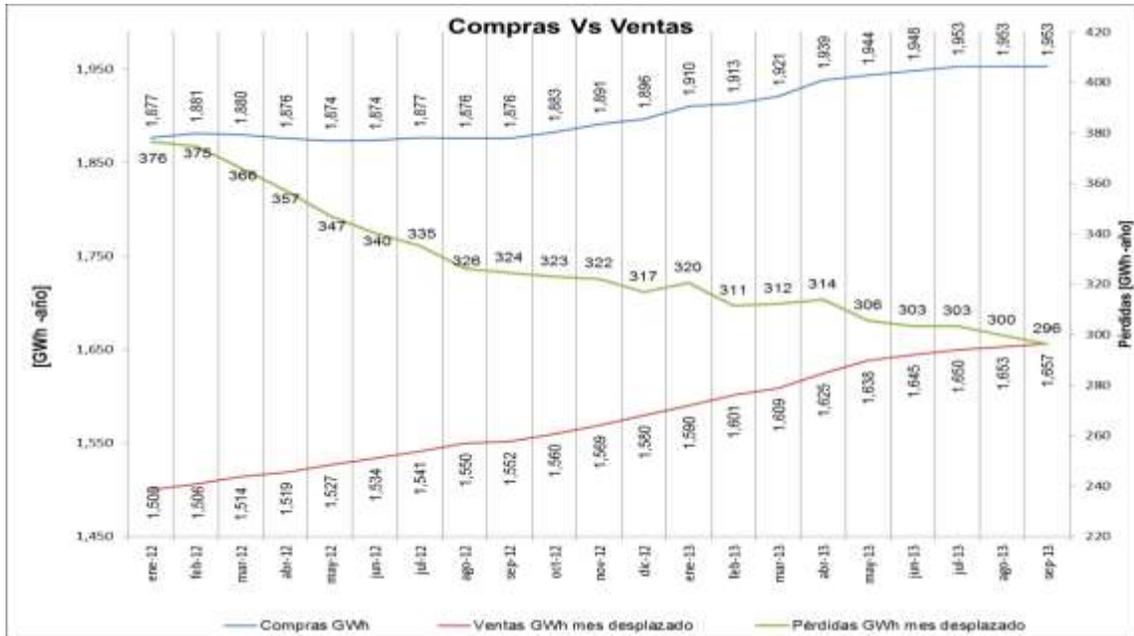
Tabla N° 22. Resumen ejecutivo.

Desde agosto del 2010 hasta septiembre del 2013, se ha obtenido una reducción del indicador del 19,65 % al 12,65 %, pero observando lo planteado dentro del plan táctico se debería llevar el indicador de pérdidas del operador en 11,51 %, indicando el no cumplimiento de la meta, tabla N° 23.

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL													
Mes	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13	Total
Metas indicador de pérdidas OR [%]													
Indicador de pérdidas acumulado presup.	13.69%	13.36%	13.24%	13.22%	12.89%	12.70%	12.36%	12.03%	11.69%	11.51%	11.30%	10.99%	10.99%
Indicador de pérdidas acumulado real.	13.86%	13.50%	13.50%	13.43%	13.07%	12.95%	12.90%	12.77%	12.65%				12.65%
Cumplimiento	99%	99%	98%	98%	99%	98%	96%	94%	92%				85%
Metas mensuales estimadas [GWh]													
Energía Mes	4.3	5.4	5.8	-1.1	7.4	3.5	7.8	7.7	7.5	2.5	3.0	6.2	60.0
Acumulado	4.3	9.7	15.5	14.4	21.8	25.3	33.1	40.8	48.3	50.8	53.8	60.0	-
Cumplimiento [GWh]													
Energía Mes	-1.7	9.6	-0.2	0.5	8.7	2.9	1.2	3.4	3.1				27.5
Energía Acumulada	-1.7	7.9	7.7	8.2	16.9	19.8	21.0	24.4	27.5				
Cumplimiento acumulado	0%	81%	50%	57%	78%	78%	63%	60%	57%				46%
Presupuesto [millones de pesos]													
Costo	\$ 2,633	\$ 2,814	\$ 3,374	\$ 3,544	\$ 3,754	\$ 4,717	\$ 4,573	\$ 4,778	\$ 4,284	\$ 3,358	\$ 3,024	\$ 3,038	\$ 43,891
Inversión	\$ 550	\$ 795	\$ 550	\$ 1,030	\$ 550	\$ 3,808	\$ 1,833	\$ 2,372	\$ 1,699	\$ 1,977	\$ 1,595	\$ 1,217	\$ 17,977
Total	\$ 3,183	\$ 3,609	\$ 3,924	\$ 4,574	\$ 4,304	\$ 8,526	\$ 6,407	\$ 7,150	\$ 5,983	\$ 5,335	\$ 4,619	\$ 4,255	\$ 61,868
Total acumulado	\$ 3,183	\$ 6,792	\$ 10,716	\$ 15,289	\$ 19,593	\$ 28,119	\$ 34,526	\$ 41,676	\$ 47,659	\$ 52,994	\$ 57,613	\$ 61,868	-
Cumplimiento [millones de pesos]													
Costo	\$ 0	\$ 866	\$ 2,686	\$ 2,563	\$ 3,401	\$ 4,521	\$ 3,322	\$ 3,840	\$ 5,042				\$ 26,241
Inversión	\$ 0	\$ 274	\$ 488	\$ 1,342	\$ 1,650	\$ 936	\$ 988	\$ 918	\$ 1,702				\$ 8,296
Total	\$ 0	\$ 1,139	\$ 3,173	\$ 3,905	\$ 5,051	\$ 5,457	\$ 4,310	\$ 4,757	\$ 6,744				\$ 34,537
Total acumulado	\$ 0	\$ 1,139	\$ 4,313	\$ 8,218	\$ 13,269	\$ 18,726	\$ 23,036	\$ 27,793	\$ 34,537				
Cumplimiento acumulado	0%	17%	40%	54%	68%	67%	67%	67%	72%				56%

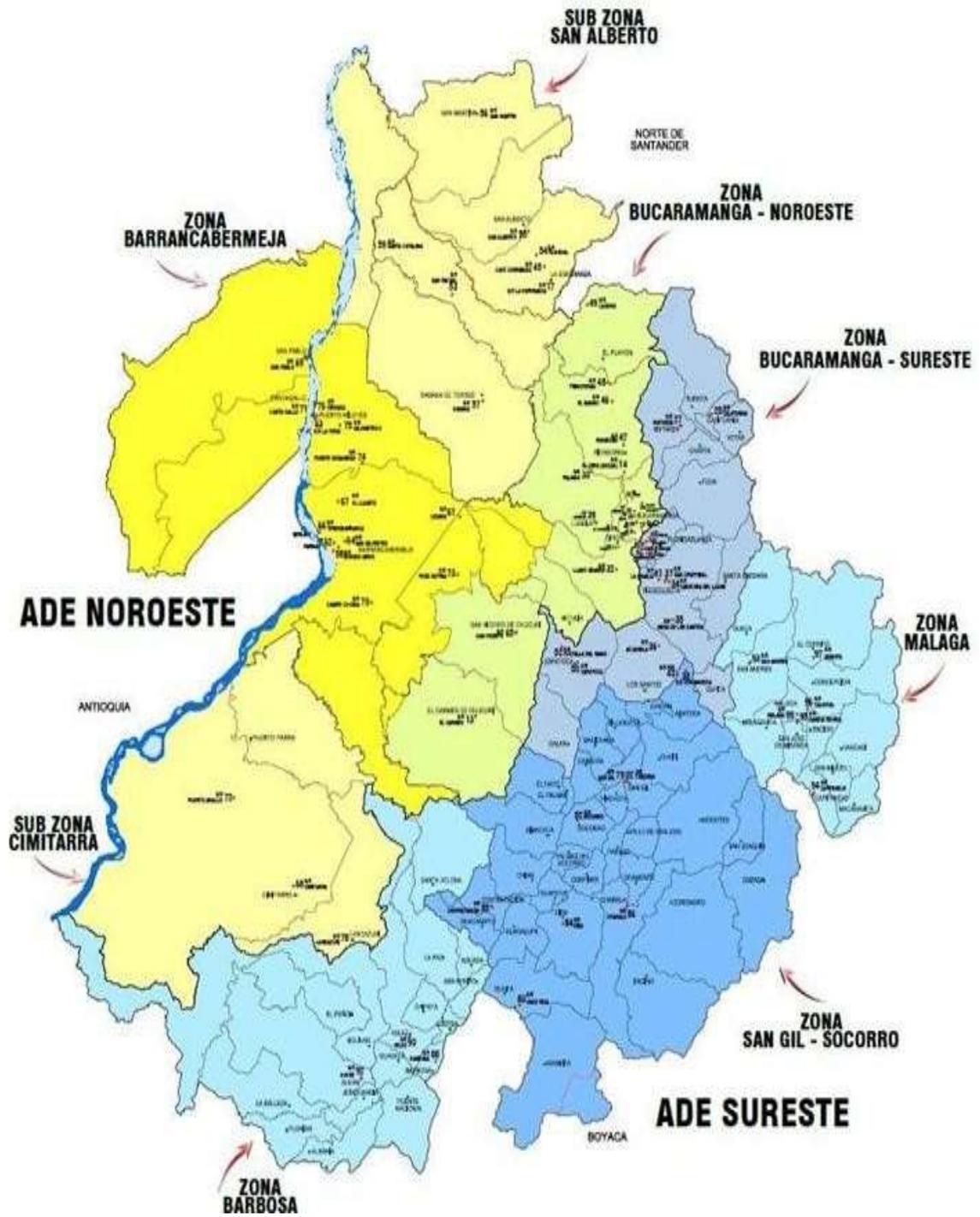
Tabla N° 23. Ejecución "Proyecto Buena Energía para Todos".

Se revisó el comportamiento de las entradas vs las salidas del sistema, ver grafica N° 2, en donde se esperaba el cierre de la brecha, es decir se esperaba tener más ventas de energía y menos compras, pero no se ha logrado debido a que se comenzó el proyecto con 515 mil clientes existentes en nuestro sistema y el crecimiento en Santander hoy día hay más de 600 mil clientes, en general cada cliente que ingresa presenta un incremento de pérdidas técnicas y no técnicas.



Grafica N° 2. Comportamiento de compras vs ventas.

Dentro del control que se debe llevar por el proyecto "Buena Energía para Todos", se deben caracterizar las pérdidas por zonas o ADE (área de distribución de energía), debido a que las características de cada región de área de influencia ESSA es diferente en topologías, clima, costumbres, labor de subsistencia o capacidad de clientes, ver grafica N° 3, distribución del área de influencia ESSA.



Grafica N° 3. Áreas de distribución de Energía.

Con las áreas de distribución de energía identificadas dentro del sistema eléctrico, se plantearon indicadores por municipios los cuales llevan aplicar estrategias para la reducción y control de pérdidas, estos indicadores mostraron la región del magdalena medio con los indicadores más altos de pérdidas en Santander, ver tabla N° 23, conocido como ADE Noroeste.

ADE NOROESTE												
REGIÓN	MUNICIPIO	feb-12	may-13	jun-13								
		IP	IP	IP Total	IP	IP	IP Total	IP	IP	TRANSFORMADORES	TOTAL CLIENTES	VENTAS DE ENERGÍA GWh
					Urbano	Rural		Urbano	Rural			
MAGDALENA MEDIO	BARRANCABERMEJA	32.4%	23.5%	22.4%	18.9%	52.3%	21.7%	18.7%	51.7%	2,070	70,096	22.68
	CIMITARRA	39.4%	37.9%	37.8%	25.0%	51.7%	34.5%	20.1%	51.6%	982	10,456	1.82
	LANDAZURI 	24.7%	36.6%	28.1%	28.0%	30.7%	23.1%	23.4%	15.5%	211	3,334	0.22
	PUERTO PARRA	68.6%	51.1%	47.3%	45.4%	47.4%	54.7%	41.4%	55.1%	152	1,776	0.31
	TOTAL	32.9%	24.8%	23.5%	19.2%	51.8%	22.6%	18.8%	51.8%	3,415	85,662	25.03
SAN ALBERTO	AGUACHICA-CESAR	N/A	36.2%	39.8%	N/A	39.8%	28.5%	N/A	28.5%	14	669	0.10
	CANTAGALLO 	69.0%	18.4%	16.4%	24.2%	14.8%	13.1%	13.7%	13.0%	82	1,596	0.46
	LA ESPERANZA 	35.9%	28.5%	27.2%	N/A	27.2%	26.6%	N/A	26.6%	243	1,766	0.34
	PUERTO WILCHES 	38.7%	20.9%	17.6%	29.7%	16.9%	20.2%	30.6%	19.4%	307	10,131	1.99
	RIO DE ORO 	60.1%	42.3%	42.0%	53.0%	31.1%	37.6%	47.1%	29.9%	44	684	0.28
	SABANA DETORRES 	42.5%	29.6%	28.7%	23.6%	39.7%	31.0%	23.5%	45.6%	621	8,645	1.98
	SAN ALBERTO 	31.4%	18.3%	18.0%	8.7%	18.1%	15.4%	61.8%	15.0%	335	6,285	2.05
	SAN MARTIN 	42.1%	27.6%	26.6%	21.8%	32.1%	25.4%	23.0%	28.7%	496	5,321	1.35
	SAN PABLO 	38.8%	13.9%	13.5%	32.6%	11.1%	11.7%	23.2%	10.2%	125	5,272	1.04
	TOTAL	41.2%	26.1%	26.1%	24.4%	21.2%	22.1%	24.1%	21.2%	2,267	40,369	9.58
TOTAL ADE NOROESTE		34.8%	24.5%	23.2%	19.6%	32.8%	22.5%	19.2%	32.1%	5,682	126,031	34.62

Tabla N° 23. Indicadores por municipios ADE Noroeste.

Del mismo modo se tomaron los indicadores del área metropolitana, los municipios de Rionegro, Playón, Málaga, San gil, Socorro y Barbosa, identificando que son los sectores con los índices de perdidas más bajos dentro de ESSA, ver tabla N° 24.

ADE SURESTE													
REGIÓN	ZONA		feb-12	may-13	jun-13						TRANSFOR_MADORES	TOTAL CLIENTES	VENTAS DE ENERGÍA GWh
			IP	IP	IP Total	IP	IP	IP	IP	IP			
						Urbano	Rural	TOTAL	Urbano	Rural			
SUR	SAN GIL		23.3%	13.4%	13.2%	11.7%	16.5%	12.7%	10.1%	17.9%	2,473	48,384	5.31
	SOCORRO		20.9%	13.3%	17.5%	12.9%	26.1%	12.6%	11.3%	15.0%	1,704	29,574	3.15
	BARBOSA		26.1%	18.5%	18.1%	17.0%	19.3%	16.1%	13.2%	19.5%	2,408	44,974	4.96
	TOTAL		23.4%	14.7%	15.7%	13.3%	19.9%	13.6%	11.2%	17.8%	6,585	122,932	13.41
METRO-POLITANA	CENTRAL		12.9%	11.6%	11.7%	10.5%	21.0%	11.1%	9.5%	22.5%	8,810	329,109	73.77
	GARCIA ROVIRA		30.0%	18.9%	18.2%	14.4%	25.5%	20.5%	15.7%	28.3%	1,343	24,678	1.73
	SOTO		41.8%	32.4%	32.3%	24.7%	33.5%	32.1%	20.5%	34.0%	2,234	24,397	3.09
	MARES		43.9%	32.7%	32.0%	25.8%	36.1%	32.5%	26.8%	35.5%	1,506	19,303	2.32
	TOTAL		15.8%	13.0%	13.1%	10.8%	25.2%	12.5%	9.9%	26.2%	13,893	397,487	80.91
TOTAL ADE SURESTE			16.9%	13.3%	13.4%	11.0%	23.9%	12.6%	10.0%	24.2%	20,478	520,419	94.32

Tabla N° 24. Indicadores por municipios ADE Sureste.

Dentro de las estrategias los indicadores de pérdidas que arrojó la macromedición (relación cliente-transformador), para determinar en qué rangos de pérdidas se encontraban los transformadores analizados, como resultado dio los datos de la tabla N° 25.

RANGOS	CANTIDAD TRAFOS	CLIENTES	GW H MACROMEDIDA	GW H PERDIDAS	IP
-500 A 1000	10.844	162.707	29,22	1,50	5,15%
1000 A 2000	1.526	76.407	15,68	2,21	14,07%
2000 A 3000	915	66.171	14,49	2,26	15,59%
3000 A 4000	546	41.965	10,32	1,89	18,32%
4000 A 5000	365	30.530	8,01	1,63	20,39%
5000 A 10000	674	57.796	17,68	4,61	26,10%
10000 A 15000	118	10.441	3,92	1,42	36,23%
15000 A 40000	58	3.972	2,07	1,19	57,38%
Total general	15.046	449.989	101,38	16,71	16,49%

Tabla N° 25. Rangos de transformadores por pérdidas.

4.4 REINCIDENCIA EN LOS TRABAJOS REALIZADOS POR EL PROYECTO BUENA ENERGIA A DICIEMBRE DEL 2012 E IMPLEMENTACION DE URE

Unos de los factores que más afectan los proyectos de pérdidas en el país es el tema de la reincidencia de las clientes con conexiones, por factores de cultura se identificó la región del Magdalena Medio como el mayor grado de reincidencia dentro de las acciones realizadas por el proyecto, entonces se procedió a crear nuevas estrategias para poder mitigar, educar y enseñar a nuestros nuevos usuarios el uso racional de la energía en nuestras casas, lo cual requiere recursos tanto humano como monetario.

USO EFICIENTE DE LA ENERGIA PBEPT – ESSA

El equipo de trabajo de gestión social maneja la temática URE con las comunidades intervenidas por el PBEPT de ESSA; desde una metodología denominada IAP (Investigación Acción Participativa), la cual conjuga dos procesos, el de conocer y el de actuar; esta metodología determina que para poder lograr procesos de cambio en las comunidades, se debe contar con ellas como sujetos de su propio análisis y transformadores propositivos de sus realidades, posibilitando el aprendizaje, la toma de conciencia crítica de la población sobre su realidad, y su empoderamiento.

De esta manera pedagógicamente las estrategias de intervención que se lleven a cabo en las comunidades para educar sobre los procesos URE, nacen de sus propias necesidades y expectativas, es decir, se analiza su constructo cultural y social para establecer junto con ellos la mejor estrategia educativa: dentro de las cuales están los talleres de formación, los perifoneo, los medios visuales, la atención personalizada, entre otras que surjan del ejercicio analítico.

Se cuenta con material de apoyo, entregable como los folletos y las cartillas de usuario ESSA que condensan la información práctica que los usuarios del servicio deben tener en cuenta para su cotidianidad.

Ejemplo

Taller “Mi hogar mi uso eficiente de energía eléctrica”

Asistentes: 30 usuarios del municipio de Chima Santander

Desarrollo:

1. Presentación: dinámica los roles cruzados
2. Entrega de material escrito sobre URE
3. Introducción a la temática de trabajo.
4. Trabajo de grupo: 4 grupos de trabajo de 6 personas cada uno, a cada equipo se le entrega papel, revistas, tijeras, colbón y marcadores, cada uno debe plasmar cuáles son sus conductas actuales con el servicio de energía al interior del hogar y cuales consideran que serían las conductas ideales a seguir, luego se hará la exposición al resto del grupo, para esta actividad tendrán un espacio de media hora.
5. Exposición de las actividades grupales
6. Análisis y discusión sobre la temática expuesta, tipo mesa redonda.
7. Conclusiones y compromisos de aplicación al interior de los hogares.
8. Evaluación de la actividad.



Figura N° 23. Trabajos con las comunidades taller URE.

En segunda instancia analizamos nuevas tecnologías para evitar la reincidencia de los transformadores, entonces la tarea de consulta con otros operadores de red encontramos y aplicamos.

5. IMPLMENTACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS CON ENFOQUE DE PÉRDIDAS

5.1 PREPAGO CON ENFOQUE DE PÉRDIDAS

El proyecto «Buena energía para Todos» llevó a cabo en el municipio de Sabana de Torres un piloto de normalización de un transformador de altas pérdidas con medida prepago concentrada. El objetivo del piloto es recuperar y controlar las pérdidas de energía y minimizar el riesgo de cartera en las comunidades de escasos recursos: Asentamientos Humanos 7 de agosto y 20 de agosto (237 usuarios). Es una solución integral que garantiza el sostenimiento de la energía recuperada y una mirada del cliente como protagonista de la gestión del uso legal y racional de la energía, comprando la energía acorde a su capacidad de pago.

Cuando inició el PBEPT en Sabana de Torres figura N° 24, se presentaron muchas dificultades con la comunidad, en especial por el enfoque radical que se tenía en el momento por parte de los equipos técnicos de control pérdidas. A través del diálogo, la negociación, la gestión social y el acompañamiento de la Alta Dirección de ESSA, se construyó una relación con los líderes, autoridades y comunidad en general, basada en el respeto, fomentando la comprensión y el entendimiento de los intereses de las partes involucradas, dando como resultado un trabajo cooperativo en pro de la recuperación de la energía, ofreciendo a los clientes soluciones para garantizar un uso racional, eficiente y legal de la energía. Antes: usuarios ilegales en un sitio subnormal, redes mal estado y autoconstruidas



Figura N° 24. Sector seleccionado para la instalación de medida prepago.

Durante: sortearon dificultades por las condiciones del terreno, húmedo o empantanado, es decir se aumentaron los costó que estaban previsto .en la parte civil, como se aprecia en la gráfica N° 25.



Figura N° 25. Sector seleccionado para la instalación de medida prepago.

Todas las obras deben contar con personal calificado y la experiencia en la construcción de nuevas tecnologías, para lo cual se requiere un rubro más que de capacitaciones al personal contratista, ver figura N° 26 ejecuciones de obra:



Figura N° 26. Construcción de media tensión ya que la red chilena no cuenta de baja tensión.

Nota: La red chilena, instalación eléctrica donde se lleva transformadores de 5 KVA a 15 KVA, al centro de carga con pocos clientes, hablamos de 6 a 9 usuarios, se realiza la instalación al lado del transformador de una caja de derivación de donde salen las acometidas de todos los predios eliminando las redes de baja tensión, la otra ventaja es que el mecanismo del medidor prepago se lleva en cajas lejos de la posibilidad de manipulación y en los predios se instala un display que muestra el consumo, el cual si es manipulado o adulterado no se puede modificar el registro del consumo del predio ya que el mecanismo se encuentra en el poste, se aprecia en la figura N° 27 el proyecto finalizado.

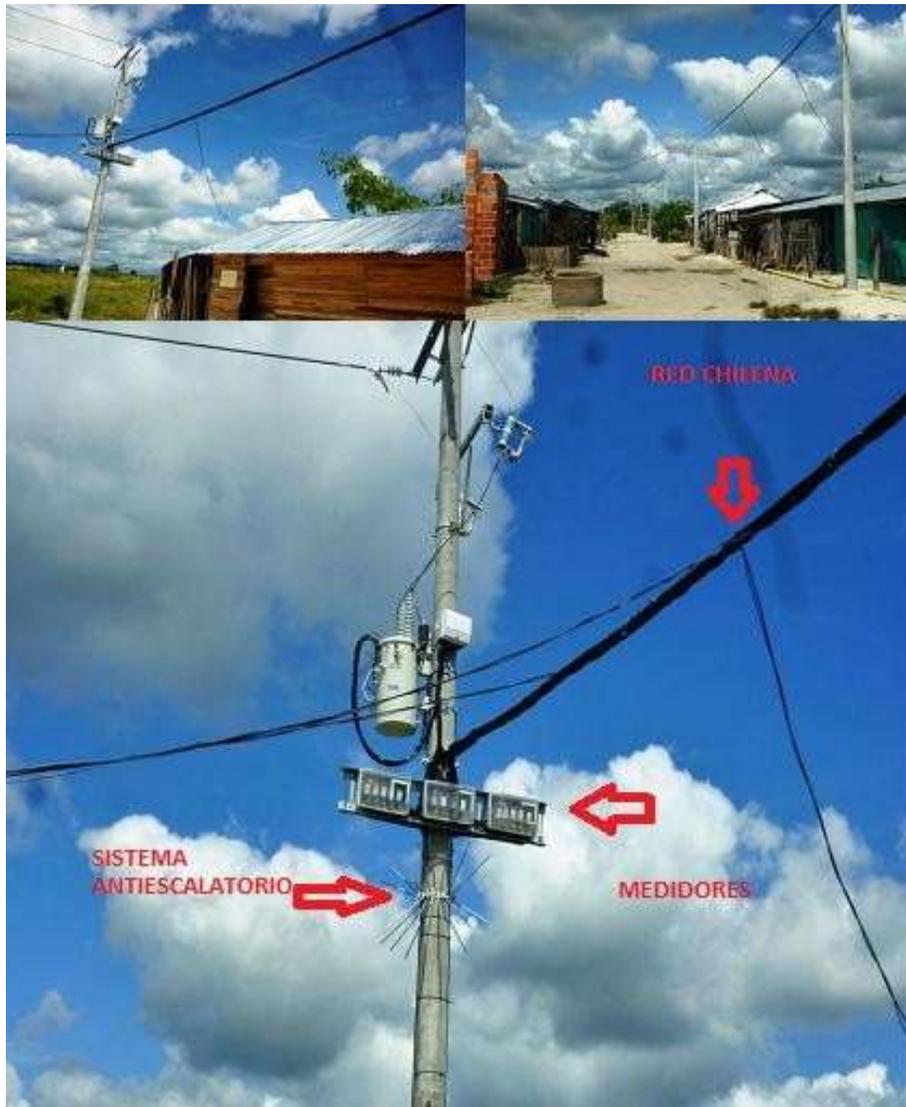


Figura N° 27. Red chilena con medida prepago.

Beneficios: La implementación de red chilena (elimina la red de baja tensión) evita las conexiones ilegales a la misma, convirtiendo a los usuarios en guardianes de sus acometidas, redes eléctricas seguras, ESSA controla la conexión de nuevas cargas, se elimina el riesgo de cartera, dada la intervención inicial con prepago (Los clientes compran la energía en la medida de su capacidad económica), cero costo de lectura, reparto, toma de conciencia sobre el uso legal y

racional de la energía, mediante las actividades de gestión social y educación al cliente y fortalecimiento de competencias de los equipos de trabajo de ESSA.

Evaluación financiera para proyecto invasión 7 de agosto aplicando nuevas tecnologías:

Dentro de la evaluación financiera la inversión total del transformador aplicando fue de \$482 millones pesos mcte, pero se nota que los beneficios que trae llevan a tener una TIR de 78,17%, que se necesita mayor inversión pero es más sostenible en el tiempo, ver tabla N°26 .

INVERSIONES (Cifras en millones de pesos)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
INVERSION EXPASION RED	\$ 102	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
COSTOS SERVICIOS CUADRILLAS	\$ 85	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
VALOR MEDIDORES PREPAGOS	\$ 68	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
VALOR MATERIALES REDES	\$ 227	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total Costos	\$ 482	\$ 0				
BENEFICIOS (Cifras en millones de pesos)						
Facturación de 237 usuarios	\$ 142	\$ 288	\$ 297	\$ 305	\$ 315	\$ 324
Total Beneficios	\$ 142	\$ 288	\$ 297	\$ 305	\$ 315	\$ 324
Total Costos	\$ 482					
Flujo de caja del periodo	-\$ 340	\$ 288	\$ 297	\$ 305	\$ 315	\$ 324
Flujo de Caja Acumulado	-\$ 340	-\$ 52	\$ 244	\$ 550	\$ 864	\$ 1.188
Cash Flow Descontado	-\$ 340	\$ 260	\$ 242	\$ 225	\$ 209	\$ 194
TIR	78,17%					
VPN	\$ 853					
Tasa (WACC ESSA)	10,78%					
Repago del proyecto (años)	3					

Tabla N° 26. Evaluación financiera de proyecto red chilena prepagos.

En esta evaluación la inversión del proyecto se recupera a los tres años.

5.2 IMPLEMENTACION DE MEJORES PRÁCTICAS

1. La red trenzada es una implementación que lleva alrededor de 10 años de estar en el mercado motivo por el cual en algunas zonas de área de influencia de ESSA, la instalación ya es vulnerable debido a que es perforada con tornillos drywall o

con conectores de perforación, del estudio como resultado se encontró una red creada en argentina e implementada en panamá arrojando resultados exitosos y es el uso de concéntrico TRI Y TETRA CAPA para redes de distribución secundarias o BT, obteniendo un blindaje seguro de la red debido a que si se instala un conector de perforación se presentaría corto circuito, su estructura está dada por encontrarse el neutro en la primera capa, seguidas de las fases, también elimina la contaminación visual, como se puede apreciar en la figura N° 28.



Figura N° 28. Red Telescópica para la distribución local.

2. Implementación del cable concéntrico de alta cobertura antifraude para acometidas domiciliaria, se encontró el nuevo diseño para cable antifraude, el cual consta de una capa mejor formada entre hilos impidiendo tener acceso fácil al centro del cable, en la figura N° 29, en el lado izquierdo se aprecia un mejor diseño en el cable.



Figura N° 29. Cable concéntrico de alta cobertura Vs cable concéntrico.

3. Dentro de estudio se encontró que los clientes tiene fácil acceso a los modulo, cajas o gabinetes de los medidores, la conclusión de implementación de tornillo de seguridad accionamiento magnético, cual cuenta con la cabeza en bronce para que no puede ser perforado de manera fácil, el tornillo además de ser imantado maneja una llave con configuración especial, ver figura N° 30



Figura N° 30. Tronillo y llave magnéticos.

Se utiliza en cajas para medidor, cajas derivación aéreas (loncheras) y tablero eléctrico en general, cada empresa de energía posee una llave o combinación exclusiva.

4. Implementación del cable trébol, como medio de blindaje a sectores donde se ha identificado conexiones irregulares a la red, este material tiene un recubrimiento fuerte para las líneas de baja tensión o distribución local, el cual si alguien pretende conectarse, tendrá dificultad para pelar, los beneficios que trae adicional a su recubrimiento, es que elimina la contaminación visual, en la figura N° 31, se aprecia el material instalado en un transformador de altas perdidas.



Figura N° 31. Utilización de Cable trébol en transformadores de altas perdidas.

5. Al encontrarse las redes cerca a los apoyos o poste, se encontró que los usuarios a través de pretales podían tener fácil acceso a las redes de distribución local, el uso de crucetas para alejar la red entre 1,5 a 2 Mts, nos sirve para que la red no sea tan vulnerable a conexiones ilegales, como se aprecia en le grafica N° 32.



Figura N° 32. Utilización de crucetas en Baja tensión como sistema de control.

6. Traslado de medidores a poste, cuando los usuarios reinciden con la manipulación de los equipos de medida o cuando ellos se encuentra dentro de los predios sin espacio para ser instalados en fachada, se optó como procedimiento de llevar los medidores al poste, lo cual ocasiona costos adicionales al proyecto.



Figura N° 33. Medidor instalado en poste.

7. Se ha implementado el cambio de conductor de alumbrado público (dúplex, concéntrico) o blindaje puntos vulnerables con cinta Armorcast, debido a que son los puntos más vulnerables que al final de normalizar los clientes, el conductor instalado para una luminaria en algunos casos por su alto calibre permite las conexiones ilegales, entonces se procedió a instalar cable 2x18, que esta solo con la capacidad para la luminaria.



Figura N° 34. Modificación de alambre por cable en la conexión de A.P.

8. Se ha implementado el uso de ojales en conexión del conductor a la bornera para mitigar la manipulación de conexiones directas en la caja del medidor, debido que algunos clientes en la noche utilizan alambre para incrustarlo en las entradas del medidor para servicios directos y en la mañana son retirados sin dejar evidencia alguna, ver figura N° 35.



Figura N° 35. Instalación de ojales en bornera del equipo de medida.

9. Medidor bicuerpo, teniendo en cuenta la alto índice de reincidencia en fraudes eléctricos y las anomalías en el equipo de medida, se realizó el piloto de instalación de un equipo de medida bicuerpo, siendo un éxito por tanto se compraron 3.000 unidades distribuidos entre los tipos de monofásicos, trifilares y trifásicos con el objeto de garantizar la efectividad y sostenibilidad de las revisiones efectuadas en transformadores de altas pérdidas.

Su principal objetivo es proteger el medidor de los clientes con el fin de evitar que se pueda manipular el medidor. Estos métodos se aplican en aquellos clientes fraudulentos, se puede apreciar su instalación en la figura N°36.

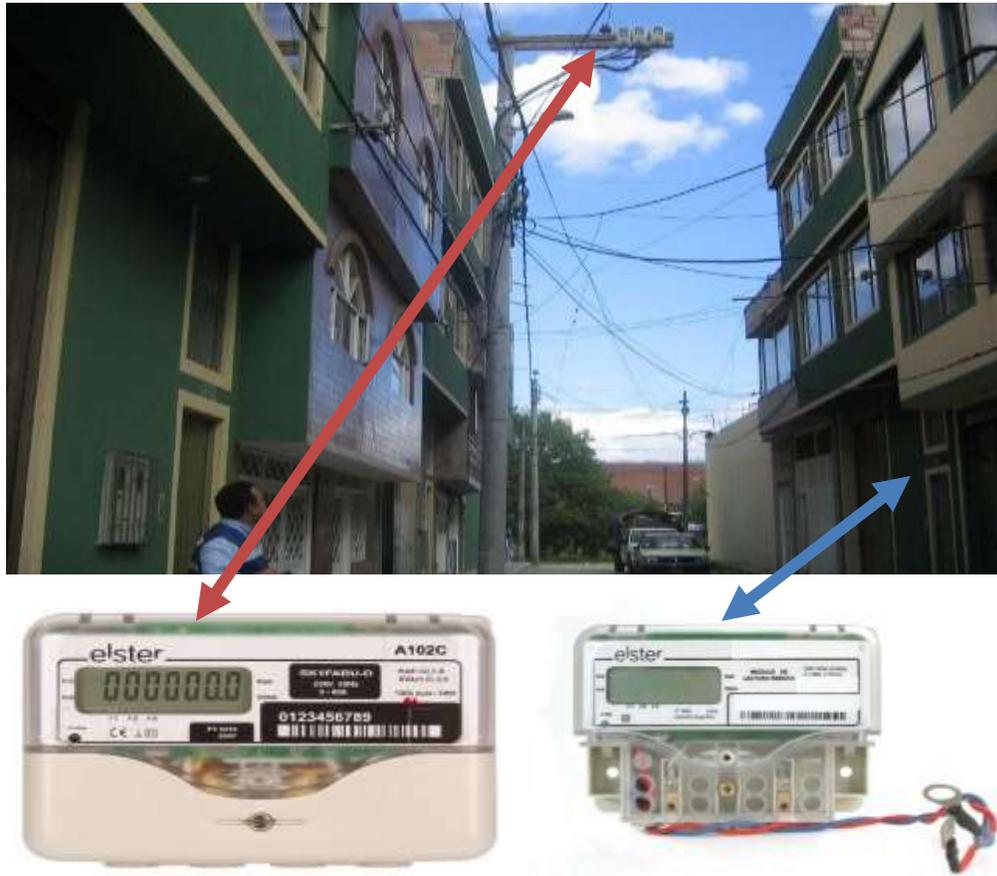


Figura N° 36. Instalación en poste, medidor bicuerpo y su repetidor

El objetivo principal de este tipo de medidor de potencia debe quedar aislado del usuario, cuando se encuentre en un módulo se debe instalar otro para alejar el mecanismo del medidor del repetidor, como se muestra en la figura N° 37.



Figura N° 37. Medidor bicuerpo en modulo.

6. UTILIZACION DE BALANCE DE ENERGIA DESPLAZADO

Los balances de energía para los proyectos de pérdidas en el país son muy importantes, debido a que en ellos nos sirven para llevar un registro mensual del comportamiento del indicador de pérdidas, con él se hacen las proyecciones para los años futuros, solo con comparar los años anteriores que comúnmente se llama: Balance de energía desplazado, en la tabla N° 27 se puede observar un balance desplazado:

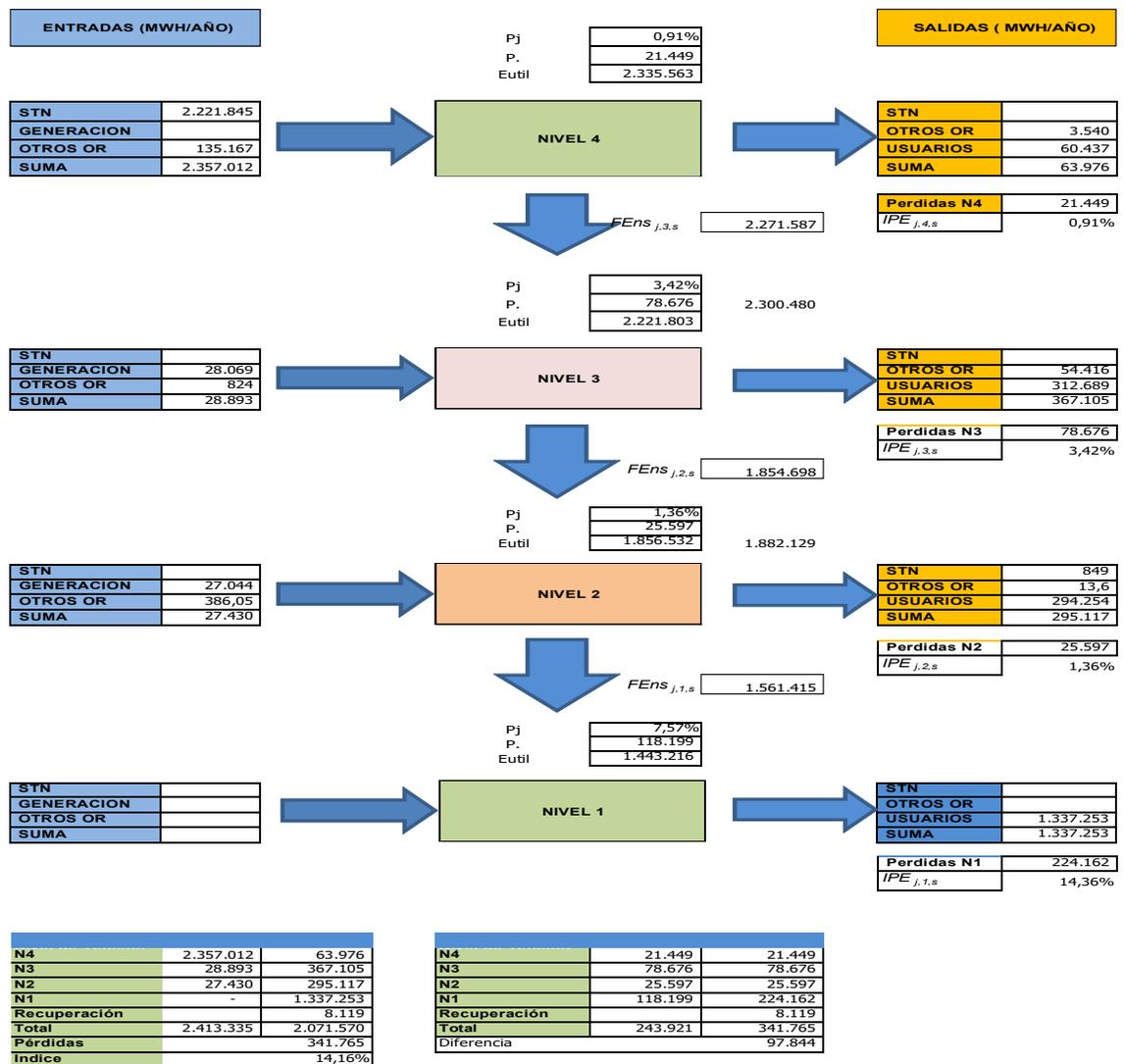


Tabla N° 27. Balance de energía desplazado.

En general los balances desplazados sirven para saber cuánta energía compramos, cuenta energía se vende y cuanto energía se recupera basados con el mes del año anterior, de ahí se inicia para sacar el pronóstico del comportamiento para el siguiente año, se puede apreciar el comportamiento de los primeros seis meses del año 2010, en la tabla N° 28.

DESCRIPCIÓN	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10
Compras GWh	1.753	1.768	1.785	1.798	1.810	1.818
Ventas GWh mes desplazado	1.351	1.355	1.363	1.369	1.380	1.386
Pérdidas GWh mes desplazado	402	413	422	429	430	433
Pérdidas desplazado		11	9	7	1	3

Tabla N° 28. Balance desplazado primer semestre del 2010

6.1 PROYECCION 2013 BASADOS EN LOS BALANCES DESPLAZADOS

Para la proyección de las entradas se tiene en cuenta la media móvil, la demanda creciente de los últimos doce meses se encuentra en el 3,52%; sin embargo se proyecta un menor crecimiento en el final de 2012 igual al 2,18% que corresponde a la demanda creciente de los últimos 7 meses proyectados a 12, ver tabla N° 29.

AÑO 2012	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	Acumulado
Entradas 2012	203.471	200.755	206.367	190.243	204.805	198.440	209.377	210.075	205.805	199.847	197.116	209.212	2.435.513
Perdidas 2012	30.056	27.387	28.208	20.079	30.680	24.322	31.402	31.054	27.269	23.398	22.354	27.742	323.950
Recuperación 2012	10.111	1.099	7.651	7.880	9.515	6.680	4.218	8.685	1.719	1.077	1.591	5.110	65.336
IP mensual	14,77%	13,64%	13,67%	10,55%	14,98%	12,26%	15,00%	14,78%	13,25%	11,71%	11,34%	13,26%	13,30%

Tabla N° 29. Comportamiento de pérdidas en el año 2012.

Para la proyección de la tendencia del año 2013, de las entradas se tiene en cuenta la media móvil, la demanda creciente de los últimos doce meses se encuentra en el 3,52%; sin embargo se proyecta un menor crecimiento en el 2013 igual al 2,18% que corresponde a la demanda creciente de lo corrido únicamente en el 2012, ver tabla N° 30.

AÑO 2013	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13	Acumulado
Entradas 2013	207.907	194.209	206.866	198.390	209.269	202.766	213.941	214.654	210.291	204.204	201.413	213.773	2.477.685
Perdidas 2013	26.526	24.313	21.858	23.886	24.694	23.440	24.218	23.784	22.796	21.646	20.866	21.634	279.660
Recuperación 2013	3.529	3.075	6.350	-3.807	5.986	882	7.183	7.271	4.389	1.752	1.487	6.148	44.246
IP mensual	12,76%	12,52%	10,57%	12,04%	11,80%	11,56%	11,32%	11,08%	10,84%	10,60%	10,36%	10,12%	11,29%

Tabla N° 30. Proyección de pérdidas en el año 2013.

Como se puede observar en la tabla anterior la proyección para la recuperación de energía en el año 2013, tenemos asignado una recuperación de 60 [GWh] y según la proyección nos indica que solo llegaremos a una recuperación a diciembre de 2013, de 44 [GWh] por debajo de meta, de ahí nos nace la segunda inquietud ya que la primera era la inversiones más altas debido a la reincidencia de transformadores y la aplicación de nuevas tecnologías.

DESAGREGACION DE PÉRDIDAS

Teniendo en cuenta la desagregación de pérdidas se deben realizar las siguientes actividades en campo para lograr la meta del año 2013 con una recuperación de 60 GWh, nos dimos a la tarea de volverlas a calcular por niveles de tensión, ver tabla N° 31.

AÑO 2011- FOTO DE NOVIEMBRE 2011		
Nivel de Tensión	Pérdidas (GWh AÑO)	%Pérdidas (GWh AÑO)
N4 Técnicas	20,9	0,91%
N3 Técnicas	77,3	3,42%
N2 Técnicas	25,2	1,36%
N1 Técnicas	115,9	7,57%
No Técnicas	156,9	10,25%
Total	396,1	16,74%

AÑO 2013- PROYECCION				
NIVEL DE TENSION	Tipo de perdidas	Entradas por nivel	% Perdidas	Perdidas reconocidas (GWh Año)
N4	Técnicas	2.336	0,91%	21,25
N3	Técnicas	2.300	3,42%	78,68
N2	Técnicas	1.882	1,36%	25,60
N1	Reconocidas	1.561	7,57%	118,20
	No Reconocidas		5,13%	80,14
	Reconocidas + No Reconocidas	1.561	12,70%	198,3
TOTAL				323,87

Tabla N° 31. Proyección de pérdidas para el 2013.

Se revisaron los sistemas de información para sacar un aproximado más cercano de recuperación para el año 2013, con respecto a las actividades asignadas en el plan táctico para realizar una nueva evaluación financiera y se obtuvo como resultado:

Transformadores de altas pérdidas: normalizar aquellos transformadores de distribución que tengan pérdidas no técnicas altas. Actualmente se tienen 4 regiones para los cuales se distribuyó estas actividades de la siguiente forma:

TRANSFORMADORES						
REGION	TRFS	CLIENTES TOTALES	CLIENTES A INTERVENIR	ENERGIA A RECUPERAR DESCARTANDO PERDIDAS TECNICAS	ENERGIA PROYECTADA A RECUPERAR EN EL AÑO	ELIMINAR TRFS QUE ESTAN EN EL RANGO
MAGDALENA	179	14480	14480	2.254.822	18.038.576	MAYOR A 10000
SA	142	9034	9034	1.264.470	10.115.760	MAYOR A 5000
MN & MS	409	38068	11420	1.794.883	11.666.740	MAYOR A 4000
SUR	116	8493	2548	414.274	2.692.781	MAYOR A 3000
TOTALES	846	70075	37482	5.728.449	42.513.857	

Tabla N° 32. Distribución de transformadores por región.

Revisión de clientes con factor mayor a uno: revisión y control de aquellos clientes industriales que tienen equipo de medida y que presentan de desviación en sus consumos:

FM>1			
REGION	CLIENTES A INTERVENIR	ENERGIA MENSUAL A RECUPERAR	ENERGIA PROYECTADA A RECUPERAR EN EL AÑO
MAGDALENA	400	15.000	1.170.000
SA	161	15.000	1.170.000
MN & MS	1500	15.578	1.215.084
SUR	200	5.000	390.000
TOTALES	2261	50.578	3.945.084

Tabla N° 33. Clientes factor mayor a uno.

Recuperación por vía administrativa: procesos administrativos de aquellos clientes que se les evidencia anomalía y se procede hacer recuperación de energía de 5 meses atrás:

RECUPERACION VÍA ADMINISTRATIVA				
REGION	ENERGIA A RECUPERAR POR PROCESO kWh	CLIENTES A PROCESAR AL MES	ENERGIA MENSUAL A RECUPERAR	ENERGIA PROYECTADA A RECUPERAR EN EL AÑO
MAGDALENA	500	400	200.000	2.400.000
SA	400	325	130.000	1.560.000
MN & MS	600	250	150.000	1.800.000
SUR	250	80	20.000	240.000
TOTALES	1750	1055	500.000	6.000.000

Tabla N° 34. Recuperación por vía administrativa.

Otros procesos: Recuperación por revisiones critica, observaciones de lectura y análisis de los sistemas para revisiones focalizadas:

OBSERVACIONES DE LECTURA, REVISIONES FOCALIZADAS				
REGION	CLIENTES A INTERVENIR EN EL AÑO	CLIENTES A INTERVENIR POR MES	ENERGIA MENSUAL A RECUPERAR	ENERGIA PROYECTADA A RECUPERAR EN EL AÑO
MAGDALENA	8967	747	22.417	1.748.526
SA	5211	434	13.027	1.016.106
MN & MS	25919	2160	43.199	3.369.496
SUR	10823	902	18.038	1.406.990
TOTALES	50920	4243	96.681	7.541.118

Tabla N° 35. Recuperación por otros procesos.

En el cuadro resumen de recuperación de energía para el año 2013 planteada por la casa matriz Grupo Epm, encontramos la asignación por ADE, de la siguiente manera en el caso más optimista:

REGION	ENERGIA PROYECTADA A RECUPERAR
MAGDALENA	23.357.102
SAN ALBERTO	13.861.866
METROPOLITANA	18.051.320
SUR	4.729.771
TOTAL	60.000.059

Tabla N° 36. Recuperación total del proyecto para año 2013.

6.2 REVISION FINANCIERA PARA EL AÑO 2013 REALIZADA POR ESSA DEBIDO A QUE LA PROYECCION DE RECUPERACION ES DE 44 GWh-MES Y LA META ASIGNADA 60 GWh-MES.

En resumen general de las actividades desarrolladas por el proyecto de pérdidas de ESSA para la recuperación de energía durante los meses transcurridos, desde agosto del 2010 cuando se iniciaron las labores hasta diciembre del 2012, obteniendo como resultados lo plasmado en la tabla N° 37.

ACTIVIDADES PROYECTO CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS												
Periodo	2010	2011		2012			2013			Ejecutado (2010-2011-2012-2013)	Avance respecto al plan de negocios (2010-2014)	
Actividades	Ejecutado	Ejecutado	% de ejecución	Ejecutado a dic-12	Programado a dic-12	% de ejecución	Ejecutado a mar-13	Programado a dic-13	% de ejecución		Programado	% de ejecución
Legalizaciones HV	2.966	18.949	107%	15.607	8.331	187%	763	10.800	7%	38.285	28.000	137%
Total normalizaciones	4.487	24.251	3	69.334	13.884	499%	11.992	13.850	87%	110.064	30.000	367%
Revisión clientes factor mayor a 1	911	3.082	109%	2.792	2.004	139%	326	2.261	14%	7.111	3.333	213%
Instalación de macromedidores	368	12.533	99%	3.560	3.000	119%	119	1.450	8%	16.580	16.000	104%
Reparación de macromedidores	814	760	109%	3.315	1.882	176%	360	2.834	13%	5.249	1.700	309%
Gestión transformadores altas pérdidas	119	496	98%	745	654	114%	133	811	16%	1.493	1.829	82%
Rango >=15.000 kWh		126	97%	140	128	109%	17	88	19%	283	354	80%
Rango >=10.000 kWh y <15.000 kWh		84	88%	153	135	113%	48	176	27%	285	408	70%
Rango <10.000 kWh		286	102%	452	391	116%	68	547	12%	806	1.273	63%
Clientes intervenidos incluido acompañamiento social	14.314	89.286	152%	76.993	24.219	318%	10.097	115.313	9%	190.690	293.432	65%
km red construidos	3	55		55	50	110%	0	55	0%	113	100	113%
km red remodelados	1	73		192	120	160%	30	75	40%	296	200	148%

Tabla 37. Resumen general de las actividades desarrolladas por el proyecto de pérdidas

Elasticidad de la demanda:

Esta elasticidad tiene sustento en estudio realizado por gestión observando el comportamiento de los transformadores de altas pérdidas gestionados en 2012 y para ESSA a través de la experiencia se dio de la siguiente forma:

- Aumento en ventas 60%.
- Ahorro en la compra 40%.
- Factor de riesgo de ingreso 30%.

Cambiando el comportamiento que había tenido la casa matriz de:

- Aumento en ventas 30%.
- Ahorro en la compra 70%.
- Factor de riesgo de ingreso 30%.

Lo que hace una modificación en los ingresos mensuales de la ESSA, los cuales se proyectan en la siguiente tabla:

PROYECCION DE INGRESOS [millones de pesos]										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarifa estimada ahorro en la compra [\$/kWh]	124	124	125	149	156	150	134	137	146	136
Tarifa estimada aumento facturación [\$/kWh]	373	384	392	419	434	436	427	438	457	456
Energía recuperada [GWh]	18	53	76	60	24					
Energía recuperada acumulada [GWh]	18	71	147	207	231	231	231	231	231	231
Ingresos por ahorro en la compra	\$ 623	\$ 2.457	\$ 5.136	\$ 8.614	\$ 10.079	\$ 9.715	\$ 8.644	\$ 8.817	\$ 9.438	\$ 8.776
Ingresos por aumento en las ventas	\$ 2.817	\$ 11.398	\$ 24.129	\$ 36.319	\$ 42.051	\$ 42.266	\$ 41.344	\$ 42.385	\$ 44.263	\$ 44.158
Ingresos por conexión al sistema	\$ 2.105	\$ 10.252	\$ 10.511	\$ 10.158	\$ 4.670	\$ 1.227	\$ 1.328	\$ 1.473	\$ 1.603	\$ 1.739
Ingresos recuperación energía vía admin.	\$ 559	\$ 2.245	\$ 1.980	\$ 2.214	\$ 2.289	\$ 2.369	\$ 2.452	\$ 2.538	\$ 2.627	\$ 2.719
Total Ingresos	\$ 6.103	\$ 26.353	\$ 41.756	\$ 57.306	\$ 59.090	\$ 55.578	\$ 53.767	\$ 55.214	\$ 57.932	\$ 57.391

Tabla 38. Proyección de ingresos para ESSA.

Al realizar los cambios plateados en el cuadro anterior encontramos:

- El grupo empresarial Epm, espera unos ingresos al finalizar el décimo año de cerca de \$ 550.000 mil millones pesos mcte.
- Con el nuevo análisis quedo demostrado que los ingresos estarían cerca a los \$ 470 mil millones pesos mcte

6.3 CALCULO DEL NUEVO PRESUPUESTO

Basados en las experiencias de dos años en donde se evidencia que la reincidencia es un factor importante en la toma de decisiones y la aplicación de nuevas tecnologías como control para mitigar estos índices, se realizó un nuevo cálculo donde la inversión la debemos sostener hasta el quinto año y rubro de costos aumentaría por la contratación de expertos en el manejo de ellas, la proyección se daría de la siguiente manera:

PROYECCION PRESUPUESTO TOTAL [millones de pesos]												
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	REVISION	
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	ESSA	EPM
Inversión [millones de pesos]	\$ 335	\$ 15.788	\$ 16.032	\$ 17.067	\$ 15.956	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 65.178	\$ 38.894
Costo [millones de pesos]	\$ 3.867	\$ 24.403	\$ 38.251	\$ 43.901	\$ 21.345	\$ 2.916	\$ 3.033	\$ 3.154	\$ 3.280	\$ 3.411	\$ 147.561	\$ 75.990
Total presupuesto [millones de pesos]	\$ 4.202	\$ 40.191	\$ 54.283	\$ 60.968	\$ 37.301	\$ 2.916	\$ 3.033	\$ 3.154	\$ 3.280	\$ 3.411	\$ 212.739	\$ 114.884
Energía recuperada [GWh]	18	53	76	60	24	0	0	0	0	0	\$ 231	\$ 171
Energía acumulada [GWh]	18	71	147	207	231	231	231	231	231	231	-	-

Tabla 39. Proyección del presupuesto.

En la siguiente tabla se muestran resultados esperados desde el año 2013, donde se realizó el análisis hasta el décimo año que sería el año 2019:

ESTADO DE RESULTADOS										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos por aumento en la facturación	\$ 2.817	\$ 11.398	\$ 24.129	\$ 36.319	\$ 42.051	\$ 42.266	\$ 41.344	\$ 42.385	\$ 44.263	\$ 44.158
Ingreso cobro de energía recup.vía adm.	\$ 559	\$ 2.245	\$ 1.980	\$ 2.214	\$ 2.289	\$ 2.369	\$ 2.452	\$ 2.538	\$ 2.627	\$ 2.719
Ingresos por conexión al sistema	\$ 2.105	\$ 10.252	\$ 10.511	\$ 10.158	\$ 4.670	\$ 1.227	\$ 1.328	\$ 1.473	\$ 1.603	\$ 1.739
(+) Ahorros en compra de energía	\$ 623	\$ 2.457	\$ 5.136	\$ 8.614	\$ 10.079	\$ 9.715	\$ 8.644	\$ 8.817	\$ 9.438	\$ 8.776
(-) costos totales de acciones	\$ 3.867	\$ 24.403	\$ 38.251	\$ 44.062	\$ 21.345	\$ 2.916	\$ 3.033	\$ 3.154	\$ 3.280	\$ 3.411
Utilidad Operativa(EBIT)	\$ 2.236	\$ 1.950	\$ 3.505	\$ 13.244	\$ 37.745	\$ 52.662	\$ 50.734	\$ 52.060	\$ 54.652	\$ 53.980
(-) Depreciaciones	\$ 34	\$ 1.612	\$ 3.563	\$ 5.361	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956
Utilidad Operativa Después Dep y Amort.	\$ 2.203	\$ 338	-\$ 58	\$ 7.883	\$ 30.789	\$ 45.706	\$ 43.778	\$ 45.103	\$ 47.695	\$ 47.024
(-) Impuesto de renta	\$ 727	\$ 111	-\$ 19	\$ 2.601	\$ 10.160	\$ 15.083	\$ 14.447	\$ 14.884	\$ 15.739	\$ 15.518
Utilidad Neta Final	\$ 1.476	\$ 226	-\$ 39	\$ 5.282	\$ 20.628	\$ 30.623	\$ 29.331	\$ 30.219	\$ 31.956	\$ 31.506
Tasa de impuestos	33%		\$ 37.301							
WACC	10,76% 13,32% 10,76%									

Tabla 40. Estados de resultados.

Del estado de resultado obtenido calculamos el flujo de caja para la realización de la proyección contemplando las variaciones en las inversiones y costos del proceso de aplicación de nuevas prácticas, quedando de la siguiente manera:

FLUJO DE CAJA LIBRE										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	\$ 2.010	\$ 2.011	\$ 2.012	\$ 2.013	\$ 2.014	\$ 2.015	\$ 2.016	\$ 2.017	\$ 2.018	\$ 2.019
Utilidad Neta	\$ 1.476	\$ 226	-\$ 39	\$ 5.282	\$ 20.628	\$ 30.623	\$ 29.331	\$ 30.219	\$ 31.956	\$ 31.506
(+) Depreciación	\$ 34	\$ 1.612	\$ 3.563	\$ 5.361	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956	\$ 6.956
(-)Inversiones en activos	\$ 335	\$ 15.788	\$ 16.032	\$ 17.977	\$ 15.956	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
= Flujo de caja del proyecto	\$ 1.174	-\$ 13.949	-\$ 12.508	-\$ 7.335	\$ 11.628	\$ 37.579	\$ 36.288	\$ 37.176	\$ 38.912	\$ 438.892

Tasa de descuento(WACC) 10,76% 13,32%

TIR 64%

Tabla 41. Flujo de caja.

Del análisis se obtuvieron los siguientes resultados financieros:

RESULTADOS FINANCIEROS	WACC ESSA	WACC CREG	WACC EPM	DIFERENCIAS
Flujo de caja libre [VPN]=	\$ 210.563	\$ 168.208	\$ 227.580	\$ 17.017
Tasa de Descuento [WACC]=	10,76%	13,32%	13.32%	-
Tasa Interna de Retorno [TIR]=	64,04%	62%	67.63%	3,59%
Año de recuperación de inversión	5	5	5	5
Presupuesto total 10 años[VPN]=	\$ 149.652	\$ 138.122	\$ 105.041	-\$ 44.611
Presupuesto total en pesos corrientes de 10 años=	\$ 213.810	\$ 213.810	\$ 114.884	-\$ 98.926
Ingresos totales en 10 años [VPN]=	\$ 255.768	\$ 225.167	\$ 260.255	\$ 4.487
Ingresos totales en pesos corrientes en 10 años=	\$ 470.490	\$ 470.490	\$ 550.255	\$ 79.765

Tabla 42. Resultados Financieros.

CONSIDERACIONES

Reducir el indicador de pérdidas del operador de red del 19,65% en ago-10 al 10.57% al 31-ago-14.

Se proyectó una recuperación de 231 GWh durante la duración del proyecto, considerando un escenario de demanda decreciente y una elasticidad de 30/70 (al recuperar 1 GWh de energía se traduce en un 30% en aumento en las ventas y un 70% en ahorros en compras).

Recuperación de energía GWh			
Periodo	Meta inicial	Real	Cumplimiento
ago-dic 2010	18	18	100%
ene-dic 2011	50	53	105%
ene-dic 2012	70	76	109%
ene-dic 2013	60		
ene-dic 2014	33		
Total	231	147	63%

Tabla 43. Recuperación de energía

Teniendo en cuenta la recuperación real de energía se ajustan las metas para los años 2013 y 2014 así:

Recuperación de energía GWh	
Periodo	Meta ajustada
ene-dic 2013	60
ene-dic 2014	24
Total	84

Tabla 44. Ajuste de metas

DURACIÓN

La duración del proyecto es cuatro años. El plan de negocio del año 2009 contemplaba el inicio de ejecución de actividades en enero de 2010. Sin embargo, el proyecto inició en agosto de 2010 con acciones de legalización, normalización e instalación de macromedición y a partir de agosto de 2011 se inicia con la gestión de transformadores de altas pérdidas. En el año 2013 se inicia la etapa de control y se proyecta un contrato específico para realizar acciones de atención de PQR enfocados a recuperación de pérdidas de energía. Es un proyecto de inversión intensiva durante los cuatro primeros periodos. Contempla actividades de reducción y control de pérdidas de energía; en el quinto periodo se continuará con el sostenimiento del indicador.

INVERSIONES

El valor total del proyecto es \$251.957 millones de pesos. El presupuesto inicial del proyecto tenía un valor de \$114.885 millones de pesos, una TIR de 67,63% y un VPN de \$227.580 millones de pesos. Se realizó un análisis ex post del modelo financiero con el objetivo de evaluar los resultados obtenidos a diciembre de 2012 y efectuar los ajustes a las proyecciones de recuperación de energía e inversiones acorde a la realidad operativa del proyecto. Se actualizaron los costos por

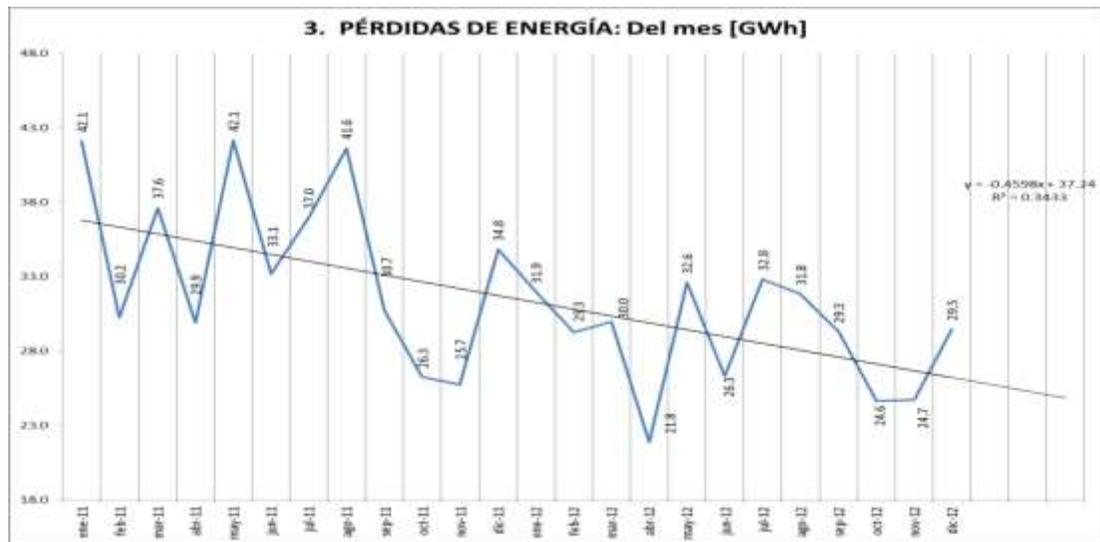
actividad, las metas de recuperación de energía por unidad, las proyecciones de indicadores macroeconómicos y las proyecciones de los componentes tarifarios, en el período 10 se aplica la fórmula de valor de continuidad del proyecto $V_c = FCL (n+1) (WACC-g)$ y se asume una tasa de crecimiento constante a perpetuidad de 0%, dando los siguientes resultados:

6.4 PROYECCION DE RECUPERACION DE ENERGIA PARA EL AÑO 2013

Para el año 2013 se plantea una proyección con menor energía a recuperar debido a que la gestión del proyecto durante su periodo de acción ha superado las acciones proyectadas y por lo tanto el insumo de energía por recuperar es menor. Para el año 2013 se disminuyen las legalizaciones integrales de vivienda a realizar y se reduce el número de transformadores de altas pérdidas a intervenir. La gestión sobre los clientes de gran consumo, actividad sobre la cual se realizó un estricto seguimiento durante todo el 2012, se enfoca en el 2013 hacia el control sobre estos usuarios.

Es importante aclarar que en el año 2013 se deben efectuar acciones tanto de reducción como de control para garantizar la sostenibilidad del proyecto en el largo plazo.

El comportamiento de las pérdidas mensuales del operador de red hasta dic-12 se muestra en la siguiente gráfica



Grafica 4. Comportamiento de las pérdidas de energía.

Es necesaria una programación de presupuesto destinado exclusivamente para el control y mantenimiento de las acciones ejecutadas en los años anteriores, proyectando una recuperación de energía por mantenimiento de 28,3 GWh a diciembre.

En el año 2013 también se ejecutarán acciones de reducción que contemplan la intervención del saldo de transformadores con altas pérdidas y la normalización de clientes que aún no han sido revisados. Se proyectan tres escenarios así:

Fuente de información: histograma de transformadores a nov-12.

Consideración: Los transformadores a gestionar requieren remodelación y blindaje de la red de baja tensión.

A raíz de todas las causas expuestas anteriormente se definen pueden ocurrir tres escenarios para el año 2013 y esto influir aún más en los ingresos:

ESCENARIO OPTIMISTA												
Mes	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Vector recuperación mensual GWh	4	5	6	-1	7	4	8	8	8	3	3	6
Vector recuperación acumulada GWh	4	10	15	14	22	25	33	41	48	51	54	60
Indicador de pérdidas acum OR	13,71%	13,36%	13,24%	13,22%	12,89%	12,70%	12,36%	12,03%	11,69%	11,51%	11,30%	10,99%
Indicador de pérdidas acum Comerc.	16,34%	16,03%	15,73%	15,71%	15,34%	15,18%	14,81%	14,45%	14,11%	14,02%	13,87%	13,59%
ESCENARIO MODERADO												
DESCRIPCIÓN	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Vector recuperación mensual GWh	4	5	5	-1	7	3	7	7	6	1	2	4
Vector recuperación acumulada GWh	4	9	15	14	21	23	30	37	43	45	46	50
Indicador de pérdidas acum OR	13,71%	13,37%	13,27%	13,24%	12,93%	12,78%	12,47%	12,18%	11,88%	11,75%	11,60%	11,37%
Indicador de pérdidas acum Comerc.	16,34%	16,04%	15,77%	15,73%	15,39%	15,26%	14,94%	14,62%	14,34%	14,30%	14,22%	14,05%
ESCENARIO PESIMISTA												
DESCRIPCIÓN	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Vector recuperación mensual GWh	5	5	5	-2	6	2	6	6	5	0	0	3
Vector recuperación acumulada GWh	5	10	15	13	20	22	28	34	39	39	39	42
Indicador de pérdidas acum OR	13,70%	13,36%	13,24%	13,26%	12,96%	12,83%	12,55%	12,30%	12,04%	11,96%	11,87%	11,68%
Indicador de pérdidas acum Comerc.	16,35%	16,06%	15,79%	15,81%	15,50%	15,39%	15,10%	14,83%	14,58%	14,59%	14,56%	14,41%

Tabla 45. Escenarios 2013

Escenario optimista: Se proyecta una recuperación mensual de 0,406 GWh por gestión de transformadores de altas pérdidas con una efectividad del 100% y con un índice nulo de reincidencia por parte de los clientes, logrando una recuperación anual de 31,7 GWh y con las acciones de control de 28,3 GWh dando un total de recuperación de 60 GWh, cual fue tomado para realizar el nuevo modelo financiero presentado como tesis de grado.

Escenario moderado: Se proyecta una recuperación mensual de 0,278 GWh por gestión de transformadores de altas pérdidas con una efectividad del 100% y con un índice menor al 50% de reincidencia por parte de los clientes, según comportamiento del 2012, y por los altos consumos en el Magdalena Medio por las altas temperaturas esperadas en el primer trimestre del 2013 por el fenómeno del niño. Se lograría una recuperación anual de 21.7 GWh y con las acciones de control de 28,3 GWh dando un total de recuperación de 50 GWh.

Escenario pesimista: Se proyecta una recuperación mensual de 0,175 GWh por gestión de transformadores de altas pérdidas con una efectividad del 100% y con un índice mayor al 50% de reincidencia por parte de los clientes debido a los altos consumos por olas calor, rechazo de la comunidad en la región Magdalena Medio por procesos de recuperación de energía y constantes revisiones, fallas en el modelos prepago, inconformismo de las comunidades de la región San Alberto por impacto negativo de las suspensiones por la construcción línea 115 kV, demora en la entrada de la subestación de Puerto Wilches, aumento de demanda en la subestación Sabana de Torres. Se lograría una recuperación anual de 13,7 GWh y con las acciones de control de 28,3 GWh dando un total de recuperación de 42 GWh.

Energía recuperada GWh	ESCENARIOS		
	OPTIMISTA	MODERADO	PESIMISTA
Energía por control	28	28	28
Energía por recuperación	32	22	14
Total [GWh]	60	50	42

Tabla 46. Vector de recuperación 2013

El vector de recuperación del año 2013 es la suma de la energía del proceso de mantenimiento - control y del proceso de reducción de pérdidas, en total se proyecta una recuperación de 60 GWh para el próximo año utilizando el escenario optimista teniendo en cuenta lo solicitado por la junta de ESSA.

6.5 PLAN TACTICO

Para el cumplimiento de la meta de recuperación de 60 GWh en el año 2013, se proyecta la ejecución de las actividades que se relacionan en la siguiente tabla.

ACTIVIDADES PROYECTO CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS									
Periodo	2010	2011	2012			2013	Ejecutado (2010-2011-2012)	Avance respecto al plan de negocios (2010-2014)	
Actividades	Ejecutado	Ejecutado	Ejecutado a dic-12	Programado a dic-12	% de ejecución	Programado		Programado	% de ejecución
Legalizaciones HV	2.966	18.949	15.607	8.331	187%	10.800	37.522	28.000	134%
Total normalizaciones	4.487	24.251	69.334	13.884	499%	13.850	98.072	30.000	327%
Revisión clientes factor mayor a 1	911	3.082	2.792	2.004	139%	2.261	6.785	3.333	204%
Instalación de macromedidores	368	12.533	3.560	3.000	119%	1.450	16.461	16.000	103%
Reparación de macromedidores	814	760	3.315	1.882	176%	2.834	4.889	1.700	288%
Gestión transformadores altas pérdidas	119	496	745	654	114%	811	1.360	1.829	74%
Rango >=15.000 kWh		126	140	128	109%	88	266	354	75%
Rango >=10.000 kWh y <15.000 kWh		84	153	135	113%	176	237	406	58%
Rango <10.000 kWh		286	452	391	116%	547	738	1.273	58%
Clientes intervenidos incluido acompañamiento social	14.314	89.286	76.993	24.219	318%	115.313	180.593	293.432	62%
km red construidos	3	55	55	50	110%	55	113	100	113%
km red remodelados	1	73	192	120	160%	75	266	200	133%

Tabla 47. Plan táctico

6.6 INDICADORES FINANCIEROS

La actualización del modelo financiero con los resultados obtenidos a dic-12 muestra. Un costo promedio de \$690 millones por GWh recuperado. En la siguiente tabla se observan las inversiones y los costos del proyecto durante su período de ejecución.

PROYECCIÓN PRESUPUESTO TOTAL [millones de pesos]										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Inversión [millones de pesos]	\$ 335	\$ 15.788	\$ 16.032	\$ 17.977	\$ 15.956	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo [millones de pesos]	\$ 3.867	\$ 24.403	\$ 38.251	\$ 44.062	\$ 21.345	\$ 2.916	\$ 3.033	\$ 3.154	\$ 3.280	\$ 3.411
Total presupuesto [millones de pesos]	\$ 4.202	\$ 40.191	\$ 54.283	\$ 62.039	\$ 37.301	\$ 2.916	\$ 3.033	\$ 3.154	\$ 3.280	\$ 3.411
Energía recuperada [GWh]	18	53	76	60	24	0	0	0	0	0
Energía acumulada [GWh]	18	71	147	207	231	231	231	231	231	231
Inversión expansión en redes [millones de pesos]	\$ 136	\$ 4.012	\$ 3.907	\$ 4.135	\$ 3.191					
Costo ANS y PQR [GWh]	\$ 0	\$ 4.359	\$ 9.683	\$ 5.000	\$ 5.250					
Valor total recuperación y control [millones de pesos]	\$ 4.066	\$ 31.820	\$ 40.693	\$ 52.904	\$ 28.860					
Costo de recuperar y controlar 1 GWh [millones \$/GWh]	\$ 233	\$ 764	\$ 714	\$ 1.034	\$ 1.554					
Costo de recuperar 1 GWh [millones \$/GWh] sin tener en cuenta PQR, ANS y Expansiones	\$ 226	\$ 605	\$ 535	\$ 882	\$ 1.202					

Tabla 48. Proyección presupuestal

Los indicadores financieros para los tres escenarios contemplados en las proyecciones del proyecto se muestran en la siguiente tabla.

RESULTADOS FINANCIEROS POR ESCENARIOS						
DESCRIPCIÓN	OPTIMISTA		MODERADO		PESIMISTA	
	WACC ESSA	WACC CREG	WACC ESSA	WACC CREG	WACC ESSA	WACC CREG
Flujo de caja libre VPN [millones de pesos]=	\$ 216.316	\$ 150.394	\$ 209.595	\$ 145.285	\$ 208.820	\$ 144.578
Tasa Interna de Retorno [TIR]=	65%	63%	63%	61%	63%	60%

Tabla 49. Resultados financieros por escenarios

Teniendo en cuenta los resultados del Proyecto de pérdidas con corte a septiembre de 2013 se concluye que el escenario que se cumplirá es el pesimista de 42 GWh, lo que implica un cambio más en los estados financieros del proyecto, ver tabla N° 50.

Concepto	Meta anual	Meta a sep-13	Avance acum a sep-13	Cumplimiento acum a sep-13
Indicador de pérdidas del distribuidor acumulado 12 meses	10.99%	11.69%	12.65%	92%
Energía gestionada [GWh]	60	48.3	27.5	57%
Presupuestototal [millones de pesos]	\$ 61,868	\$ 47,659	\$ 34,537	72%
Inversión [millones de pesos]	\$ 17,977	\$ 13,188	\$ 8,296	63%
Costo [millones de pesos]	\$ 43,891	\$ 34,471	\$ 26,241	76%

Tabla 50. Resultados financieros del proyecto actualizado a septiembre 2013.

En la tabla final se presenta el comportamiento obtenido Vs la proyección de energía a recuperar mes a mes donde presentación una desviación y por tal razón se tomó la decisión de realizar una nueva evaluación económica, la cual muestra la reincidencia como factor no contemplado, la implementación de nuevas tecnologías con una mayor inversión para obtener los resultados deseados.



Grafica 5. Comportamiento del indicador del operador de red en ESSA.

6.7 COMPARATIVO PLANTEAMIENTOS EPM Y ESSA

El resultado más relevante de los dos planteamientos es la disminución en la tasa interna de retorno (TIR) en un 3,59% elevando el presupuesto planteado a 10 años en \$98.926.000.000 pesos debido a que en el primer planteamiento no se contemplo los sectores de difícil gestión y con mayor reincidencia como el Magdalena medio, donde para tener mayor efectividad en la recuperación de energía se deben aplicar el uso de nuevas tecnologías lo que incrementa los costos asociados al proyecto. Lo cual se puede observar en la tabla No. 52

RESULTADOS FINANCIEROS	WACC ESSA	WACC CREG	WACC EPM	DIFERENCIAS
Flujo de caja libre [VPN]=	\$ 210.563	\$ 168.208	\$ 227.580	\$ 17.017
Tasa de Descuento [WACC]=	10,76%	13,32%	13.32%	-
Tasa Interna de Retorno [TIR]=	64,04%	62%	67.63%	3,59%
Año de recuperación de inversión	5	5	5	5
Presupuesto total 10 años[VPN]=	\$ 149.652	\$ 138.122	\$ 105.041	-\$ 44.611
Presupuesto total en pesos corrientes de 10 años=	\$ 213.810	\$ 213.810	\$ 114.884	-\$ 98.926
Ingresos totales en 10 años [VPN]=	\$ 255.768	\$ 225.167	\$ 260.255	\$ 4.487
Ingresos totales en pesos corrientes en 10 años=	\$ 470.490	\$ 470.490	\$ 550.255	\$ 79.765

Tabla 51. Comparativo EPM vs ESSA

CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta lo descrito en esta monografía, las pérdidas de energía no técnicas es un fenómeno completamente dinámico, el cual se debe evaluar basados en las diferentes problemáticas de tipo cultural, social económico, político, técnico, entre otros, los cuales rodean a los clientes y usuarios del servicio y a la misma empresa operadora.
- Los diferentes comportamientos de los usuarios que ponen en riesgo la sostenibilidad de la energía recuperada por operadores de red, entre los cuales podemos encontrar la reincidencia es una de las causas de la reevaluación de un proyecto de pérdidas lo cual conlleva sobrecostos.
- De acuerdo a la reevaluación financiera y técnica realizada en esta monografía la compañía y en general la alta gerencia de la empresa es consciente de su implementación desde la vigencia 2013, por tanto se asignaron nuevas partidas presupuestales para lograr la meta del proyecto.
- Para el normal desarrollo de un proyecto de recuperación de pérdidas técnicas es necesario conformar un equipo operativo de alto rendimiento, pero se debe contar con un equipo de gestión que se encargue de analizar la información, un equipo de soporte para compras y contratación así como contar con gestión social encargado de mitigar el impacto que generan este tipo de proyectos en las comunidades para poder garantizar la ejecución de las acciones a diario.
- Dentro del análisis técnico se encontró que es necesario la implementación de nuevas tecnologías con el fin de garantizar la sostenibilidad de nuestras acciones en el tiempo, teniendo en cuenta que cualquier sistema eléctrico convencional es vulnerable.
- En lo análisis financieros realizados en este trabajo encontramos tres posibles escenarios de recuperación de energía para el año 2013, que son optimista, moderado y pesimista los cuales influyen en los ingresos esperados a través de la ejecución del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- INFORMACIÓN PROVEEDOR MEDIDORES BICUERPO- COLTAVIRA ELSTER
- INFORMACIÓN PROVEEDOR TORNILLOS IMANTANDOS – KRJ LTDA
- NORMAS PARA CALCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, ESSA
- RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA. [en línea]. http://es.wikipedia.org/wiki/red_de_distribuci3n_de_energ%C3%ADa_el3ctrica
- REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE, Resolución 90708 de 2013.
- INFORMACIÓN RECOPIADA MES A MES DE CADA REGIÓN, COBERTURA ESSA, PRESENTACIÓN A JUNTA
- ESTADISTICAS MENSUALES TOMADAS DEL PLAN TÁCTICO DILIGENCIADA POR CADA REGIÓN
- RECOPIACIÓN INFORMACIÓN ATRAVEZ DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN COMERCIAL E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA