

1-1-2003

Propuesta metodológica para la mejora de la eficiencia en empresas de distribución

Nidia Alexandra Monroy Mendoza
Universidad de La Salle, Bogotá

Ana Milena Mora Correa
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Monroy Mendoza, N. A., & Mora Correa, A. M. (2003). Propuesta metodológica para la mejora de la eficiencia en empresas de distribución. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/451

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA EN
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**

**NIDIA ALEXANDRA MONROY MENDOZA
ANA MILENA MORA CORREA**



**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTA D. C.
2003**

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA EN
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**

**NIDIA ALEXANDRA MONROY MENDOZA
ANA MILENA MORA CORREA**

**Monografía para optar al título de
Ingenieras Electricistas**

**Director
RAMÓN FERNANDO ANTOLÍNEZ
Ingeniero Eléctrico, M. Sc.**



**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTA D. C.
2003**

Nota de aceptación

Director. Ing. Ramón F. Antolínez.

Jurado. Ing. Alvaro Venegas.

Jurado. Ing. Fernando Gómez.

Bogotá D.C. Junio de 2003

A Dios, con un profundo agradecimiento

A mis padres Luis y Amparo por su incondicional colaboración
y amor

A mis hermanos Mercedes y Francisco su amistad, apoyo y
confianza

A Douglas por ser un hermano más

A mis sobrinas Daniela y Manuela con todo mi amor

A toda mi familia

A Jairo con amor

Alexandra

A Dios por haberme permitido cumplir una meta

A mi padre por su amor y consejos y porque se que estará
orgulloso de mi

A mi madre por su aliento, apoyo y cariño

A Ernesto por su confianza y amistad.

A mi abuela por su afecto y atenciones

Milena

**NI LA UNIVERSIDAD
NI EL DIRECTOR
NI LOS JURADOS
SON RESPONSABLES DE LAS IDEAS QUE
SE EXPONEN EN EL PRESENTE DOCUMENTO.**

AGRADECIMIENTOS

Las autoras expresan sus agradecimientos a:

Ingeniero Ramón Fernando Antolínez, director de nuestra monografía por su colaboración y dedicación para la realización de este proyecto.

Ingeniero Ramón Antolínez Sr., por su interés, ayuda y por compartir sus incomparables conocimientos del tema con nosotras.

Ingeniero César Piñeros, por la contribución en la obtención de la información.

Ingeniero Hernando González, Gerente de Planeación y Regulación de la Electrificadora de Santander ESSA. S.A. ESP, por suministrarnos toda la información necesaria para la realización de la presente monografía.

Ingeniero Carlos Joya, por la colaboración, asesorías e interés en la elaboración del presente proyecto.

Ingeniero Oscar Sánchez, por su colaboración.

Ingeniero Juan Carlos Borbón, por su ayuda tecnológica.

Ingeniero Ernesto Mora, por su incondicional apoyo.

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCION	20
1 LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	25
1.1 GENERALIDADES	25
1.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA	26
1.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS.	27
1.3.1 Clasificación de las pérdidas técnicas.	27
1.3.1.1 Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga)	27
1.3.1.2 Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío)	27
1.3.1.3 Pérdidas en los elementos	28
1.3.1.3.1 Generador	28
1.3.1.3.2 Transformador	28
1.3.1.3.3 Líneas de transmisión	29
1.3.1.3.4 Pérdidas en sistemas de distribución	29
1.4 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	31
1.4.1 Clasificación de las pérdidas no técnicas	32
1.4.1.1 Actividades administrativas de la empresa	32
1.4.1.1.1 Registro de consumos	32
1.4.1.1.2 Facturación	33
1.4.1.1.3 Recaudo	33
1.4.2 Diferencia entre pérdidas de energía y pérdidas financieras	33
1.4.3 Pérdidas durante el registro de consumos	34
1.4.3.1 Usuarios no clientes	34
1.4.3.1.1 Conexiones ilegales o contrabando	34

1.4.3.1.2 Errores en estimación de consumos	35
1.4.3.1.3 Errores en la estimación de consumos propios de la empresa no medidos	35
1.4.3.2 Usuarios con medidor	35
1.4.3.2.1 Fraude Bajo	35
1.4.3.2.2 Errores en medición de consumo	35
1.4.3.2.3 Errores en el procedimiento administrativo de registro de consumos	35
1.4.4 Pérdidas durante la facturación	36
1.4.4.1 Mala información sobre los suscriptores	36
1.4.4.2 Mal uso de la información	36
1.4.5 Pérdidas durante el recaudo	36
1.4.5.1 Facturas no pagadas	36
1.4.5.2 Facturas pagadas	36
1.5 BASE TEÓRICA ACERCA DE LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	37
2 DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES PARA AUMENTAR LA EFICIENCIA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	39
2.1 GENERALIDADES	39
2.2 USUARIOS SUSCRIPTORES	41
2.2.1 Clientes no regulados	41
2.2.2 Clientes regulados con lectura	41
2.2.3 Clientes regulados sin lectura	42
2.3. USUARIOS NO SUSCRIPTORES	43
2.3.1 Estimación	44
2.3.2 Control de usuarios no suscriptores	45
2.4 FRAUDE	45
2.4.1 Pérdidas administrativas	48
2.4.2 Metodología de estimación	48
2.4.3 Esquemas de revisión	50
2.4.4 Pérdidas en el proceso de registro	50

2.4.5 Pérdidas en facturación	50
2.4.6 Control de pérdidas por fraude	51
2.4.6.1 Medidas punitivas	51
2.4.6.2 Medidas preventivas	52
3 DIAGNÓSTICO FUNCIONAL DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER ESSA S.A. E. S. P.	55
3.1 ASPECTOS GENERALES	55
3.1.1 Visión actual de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	57
3.1.1.1 Composición del mercado	57
3.1.1.2 Composición accionaria	58
3.1.2 Balance de energía	58
3.1.3 Sistema de información comercial (SIC)	60
3.1.3.1 Funcionamiento y Estructura	60
3.1.3.2 Mecanismos de control utilizados	61
3.1.4 Sistema de atención de reclamos	61
3.2 ESTADO DE PERDIDAS DE LA EMPRESA	62
3.2.1 Organigrama y presupuesto	62
3.2.2 Indicadores de calidad de servicio	62
3.2.2.1 Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES)	62
3.2.2.2 Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES)	63
3.2.3 Índice de pérdidas	64
3.2.3.1 Indicador de egresos	65
3.2.3.2 Indicador de ingresos	65
3.2.4 Programas de control de pérdidas aplicados con anterioridad	66
3.2.4.1 Programa para la disminución de usuario sin medidor	67

3.2.5 Matriz de número de clientes y consumo por sector de ESSA	68
4 DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA EFECTIVA PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS	75
4.1 METODOLOGÍA	75
4.1.1 Organización	77
4.1.1.1 Identificación de las pérdidas no técnicas	77
4.1.1.2 Desagregación de las pérdidas según su origen	77
4.1.1.2.1 Pérdidas por usuarios sin medidor	78
4.1.1.2.2 Pérdidas por usuarios no clientes estratos 1 y 2	79
4.1.1.2.3 Pérdidas por usuarios con medidor	79
4.1.1.2.4 Pérdidas por clientes de otras comercializadoras	79
4.1.2 Planeación	80
4.1.3 Ejecución	81
4.1.3.1 Usuarios no clientes y grandes clientes	82
4.1.3.1.1 Clientes de otros comercializadores.	82
4.1.3.1.2 Servicios no gestionables o carenciados	82
4.1.3.2 Usuarios estratos 1 y 2	84
4.1.3.2.1 Servicios Directos	84
4.1.3.2.2 Clientes regulados con Lectura	84
4.1.3.2.2.1 Índice de potencialidad de infracción (IPI)	84
4.1.3.3 Usuarios estratos 3 al 6 y no residenciales	87
4.2 PROCESO PARA LA MEDICIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	89
4.2.1 Recopilación de información de ESSA S.A. E.S.P	89
4.2.2 Inspección	90
4.2.2.1 Medidores. posible fraude	90
4.2.2.2 Zonificación. Sectores homogéneos	90
4.2.2.3 Redes. Clasificación circuito	90

4.2.2.4 Cargas especiales	91
4.2.2.5 Transformadores típicos	91
4.2.2.6 Revisión del estado actual del usuario y de las redes	91
4.2.2.6.1 Medición directa	91
4.2.2.6.2 Medición indirecta en el nivel de tensión I	92
4.2.3 Macromedición	93
4.3 ACCIONES PARA LA REDUCCION Y EL CONTROL DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	93
4.3.1 Actividades sociales	93
4.3.2 Actividades de la empresa	94
5 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	96
5.1 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA	96
5.2 INDICADORES.	97
5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)	97
5.2.2 Valor presente neto (VPN)	97
5.2.2.1 Cuantificación del valor presente de los costos (VPNC)	98
5.2.2.2 Cuantificación del valor presente neto de los beneficios (VPNB)	98
5.2.3 Relación beneficio COSTO (B/C)	99
5.3 BENEFICIOS POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	99
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA ESSA	100
5.4.1 Sistema general de distribución de la Electrificadora de Santander	100
5.4.2 Costos del plan	101
5.4.2.1 Inversiones para el proyecto de mejoramiento de a red en distribución de los estratos socioeconómicos 1 y 2 (PMD)	102
5.4.2.2 Proyecto de mejoramiento del servicio al cliente (PMSC)	103
5.4.2.3 Programa de normalización de grandes clientes (PNGC)	103
5.4.3 Cálculo del precio de compra y de la tarifa de venta	103

5.5. MODELO FINANCIERO APLICADO A LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER ESSA S.A. E.S.P.	107
5.5.1 Resumen de la inversión	108
5.5.2 Análisis de los costos de la inversión	109
5.5.3 Proyecto de reducción de pérdidas	110
5.6. EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE CONTROL DE PÉRDIDAS	112
5.6.1 Evaluación sin programa de reducción	112
5.6.2 Evaluación con programa de reducción	113
5.6.3 Energía recuperada con la implementación del programa de reducción de pérdidas	115
5.6.4 Indicadores de rentabilidad del proyecto para ESSA	116
6. CONCLUSIONES	118
7. RECOMENDACIONES	120

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Planta de generación hidráulica	27
Figura 2. Generador	28
Figura 3. Transformador	29
Figura 4. Línea de transmisión	29
Figura 5. Distribución de energía	30
Figura 6. Pérdidas de energía	32
Figura 7. Clasificación de las pérdidas no técnicas	33
Figura 8. Usuario sin medidor	34
Figura 9. Puentes en señales de entrada y salida	35
Figura 10. Modelo de estimación de las pérdidas técnicas	38
Figura 11. Medidor adulterado	42
Figura 12. Servicio directo sin medidor	42
Figura 13. Conexión barrio subnormal	43
Figura 14. Conexión barrio ilegal	44
Figura 15. Medidor desconectado	46
Figura 16. Irregularidades en conexiones	47
Figura 17. Hurto de energía	48
Figura 18. Renovación de redes	51
Figura 19. Cable concéntrico para acometida	53

Figura 20. Medidores en casetas	53
Figura 21. Caja para alojar el medidor	53
Figura 22. Medidores antifraude	54
Figura 23. Indicador FES de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	64
Figura 24. Indicador DES de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	64
Figura 25. Zonas de desplazamiento del Departamento de Santander	83
Figura 26. Cambio de transformador	86
Figura 27. Remodelación de redes	87
Figura 28. Remodelación de acometida	88
Figura 29. Inspección	90
Figura 30. Redes sin remodelar	91
Figura 31 Sistema general de distribución de ESSA.	101
Figura 32. Proyecto de reducción de pérdidas	111
Figura 33. Evaluación sin programa de reducción	112
Figura 34. Con programa de reducción	115

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Matriz de discriminación de pérdidas según su origen	40
Tabla 2. Composición de los usuarios de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	57
Tabla 3. Composición accionaria de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	58
Tabla 4. Balance de energía	58
Tabla 5. Compra de energía	59
Tabla 6. Energía generada por ESSA	59
Tabla 7. Energía facturada	60
Tabla 8. Indicadores DES y FES de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	63
Tabla 9. Índice de pérdidas	66
Tabla 10. Gestión de pérdidas	66
Tabla 11. Sanciones y energía recuperada	68
Tabla 12. Matriz de número de clientes y consumo por sector de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	74
Tabla 13 Matriz de discriminación de pérdidas en función de su origen de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.	80
Tabla 14 Recuperación de pérdidas	108
Tabla 15 Resumen de la inversión	109
Tabla 16 Análisis de los costos	110

Tabla 17 Proyecto de reducción de pérdidas	111
Tabla 18 Evaluación sin programa de reducción	113
Tabla 19 Beneficio sin programa de reducción	113
Tabla 20 Evaluación con programa de reducción	114
Tabla 21 Beneficio con programa de reducción	114
Tabla 22 Energía Recuperada y Beneficio operativo	115

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Errores en la estimación de consumos Errores en la estimación de los consumos	123
Anexo 2. Formulario encuesta para la mejora de la eficiencia en empresas de distribución	128
Anexo 3. Organigrama de la Electrificadora de Santander ESSA	129
Anexo 4. Organigrama del departamento de pérdidas de La Electrificadora de Santander ESSA	130
Anexo 5. Evaluación económica	132
Anexo 6 Evaluación económica para proyectos de reducción de pérdidas	133
Anexo 7 Antecedentes generales y costos de otros programas de reducción	138
Anexo 8. Modelo de evaluación financiera de ESSA	140
Anexo 9. Variación en el nivel de pérdidas totales de electrificadoras que han implementado plan de control y reducción de pérdidas.	142
Anexo 10. Comparación de los resultados para las empresas distribuidoras de energía del país.	143

GLOSARIO

MACROMEDICION Procedimiento mediante el cual se implementa un equipo de medición en los transformadores de distribución, cuyo fin es comparar la energía demandada con la energía facturada.

DES Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito

FES el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses

PÉRDIDAS DE ENERGÍA Las pérdidas de energía en un sistema de potencia, son la parte facturada del recurso de entrada, que no es efectivamente facturada en el objetivo final del mismo sistema.

USUARIOS NO REGULADOS Usuarios cuya demanda máxima es igual o mayor de 100 kW que tengan consumos iguales o mayores a 55 MWh mes, objeto del mercado de libre competencia, vigiladas y medidas periódicamente.

IPI Metodología que incluye un conjunto de procedimientos para el análisis de la facturación de grupos homogéneos de usuarios, basados en metodologías probabilísticas. El índice permite definir un indicador del grado o nivel de potencialidad de que un usuario sea infractor y, por lo tanto, permite establecer un procedimiento para la búsqueda de infractores. Los usuarios seleccionados en esta metodología pueden tener fraude físico por intervención del medidor o de la acometida; o pueden corresponder a usuarios mal facturados debido a deficiencias en el proceso de facturación.

INDICE DE PÉRDIDAS Se conoce como índice de pérdida a las pérdidas de energía expresadas en porcentaje de la demanda.

SISTEMA DE INFORMACIÓN COMERCIAL (SIC). Un sistema de información es un conjunto formal de procesos que operando sobre una colección de datos estructurada de acuerdo con las necesidades de la empresa, recopila elabora y distribuye la información

necesaria para la operación de ésta y para las actividades de dirección y control correspondientes.

BALANCE DE ENERGÍA. Consiste en determinar la energía entrante y la energía saliente dentro del sistema de distribución, por ende la energía que se pierde dentro del sistema

USUARIOS NO CLIENTES Hay dos clases: 1- Usuarios en zonas generalmente de violencia rural o en zonas de invasión urbana y 2- Usuarios no regulados clientes de otros comercializadores.

CLIENTES REGULADOS SIN LECTURA Están geográficamente localizados. Originan pérdidas por el consumo excesivo de clientes sin medidor que pagan una factura fija correspondiente al consumo promedio del estrato socioeconómico al cual

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR). Es la tasa de interés a la cual se igualan los costos de inversión y los beneficios del proyecto

VALOR PRESENTE NETO (VPN). Es el valor actualizado de los beneficios y costos a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto.

RESUMEN

El objetivo principal de la investigación es plantear una metodología efectiva para la mejora de la eficiencia en empresas de distribución, para lo cual se escogió como ejemplo el caso típico de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Se empieza por hacer una descripción teórica de las pérdidas propias durante el proceso de distribución, clasificándolas en dos grandes grupos; las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. Dentro de esta clasificación se hace énfasis en las pérdidas no técnicas debido a que son el problema que representa mayores perjuicios económicos.

Con base en esta introducción a los problemas que se presentan durante el proceso de distribución, se plantea el desarrollo de un plan estratégico de control de pérdidas, basados en la discriminación de las pérdidas no técnicas en empresas de distribución, para así introducir las medidas que se pueden adoptar para minimizarlas. Haciendo referencia a problemas típicos en distribución tales como el fraude, los usuarios no suscriptores, problemas en la facturación, entre otros. Un aspecto importante a resaltar, es que se ilustra la Matriz de discriminación de pérdidas según su origen en la cual se determina el tipo de infracción propia en cada sector de consumo.

Dicho preámbulo teórico se justifica, al ser una herramienta de información específica acerca del tema, de allí que se resalte la importancia de éste contenido dentro del desarrollo de la presente metodología.

Teniendo recopilada la información teórica, se evidenció la necesidad de establecer un compendio de datos para realizar el plan de control y reducción de pérdidas, es así como por medio de un formulario se reunió la información de la empresa distribuidora, para establecer el estado actual de la misma y aparte de esto poder diagnosticar el nivel de pérdidas de la empresa, basados tanto en la información reunida, como en estimaciones producto de la investigación.

Dentro del desarrollo planteado para realizar un plan de control y reducción de pérdidas que permita optimizar el funcionamiento de la empresa, se recurrió a plantear el seguimiento de una metodología, en la cual se reúnen aspectos técnicos y estratégicos, que basados en experiencias aplicadas con anterioridad con resultados exitosos, aseguran así que la metodología aquí planteada sea efectiva y que igualmente pueda ser adoptada por cualquier otra empresa de distribución, lógicamente con los respectivos ajustes.

Después de proponer una metodología efectiva para el control de pérdidas, surge la necesidad de realizar una evaluación financiera que indique su efectividad en términos ya no energéticos sino económicos, igualmente, puede dar una idea real al inversionista de cuánto dinero, y durante cuánto tiempo se recupera la inversión. De una forma más concreta, en la evaluación financiera se identifican los costos y beneficios para la entidad y así medir el rendimiento del proyecto en términos reales.

En este documento en general se presenta un plan de acción que puede ser aplicado por una empresa de distribución que quiera mejorar su margen de ganancias, reducir las pérdidas hasta un porcentaje aceptable y de este modo hacerla más competitiva y eficiente dentro del mercado.

INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos ha sido de gran preocupación la minimización y el control de las pérdidas de energía y potencia en el sistema eléctrico nacional, ya que este factor determina en gran medida la eficiencia del sistema y de las empresas prestadoras del servicio, en particular las de distribución. Por tal motivo estas empresas han invertido grandes esfuerzos en este tema para mejorar su flujo de fondos y, por lo tanto, el valor de las empresas.

A la fecha, varias empresas de distribución latinoamericanas y nacionales han adelantado programas de control de pérdidas, en la mayoría de las situaciones, sin resultados satisfactorios. Pese a esto existen casos exitosos que hacen pensar que el problema sí tiene solución. Tal es el caso de CODENSA, de la cual se pueden recoger algunas experiencias.

La eficiencia es el elemento fundamental en el planeamiento de las empresas de distribución, ya que este factor representa el valor que tenga la misma. De otro lado, estas empresas de distribución tienen niveles de pérdidas no técnicas muy altos, y recaudos bajos, creando así problemas financieros que atentan contra la viabilidad de la empresa.

Tradicionalmente se ha prestado mucha atención a las pérdidas técnicas, lo cual es razonable sólo una vez se haya enfrentado el problema de las pérdidas no técnicas, por tanto, hasta no encontrar una solución que controle las pérdidas no técnicas no es prioritario considerar las técnicas. Es por ello, que el énfasis del presente proyecto de grado está en las pérdidas no técnicas

Debido a esto, las empresas de distribución han diseñado diversos programas de control de pérdidas de energía y potencia, que en su mayoría no han entregado los resultados esperados, es por esto que el objetivo principal de esta investigación es proponer una metodología que permita diseñar y evaluar un programa efectivo de mejora de la eficiencia para empresas de distribución colombianas, en particular la de ESSA - Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., proponiendo acciones concretas que en el corto y mediano plazo disminuyan las pérdidas de energía no técnicas dentro de una adecuada racionalidad económica que beneficie a la empresa y a los usuarios.

Por otra parte, en la mayoría de los casos los programas de control de pérdidas en las empresas de distribución de la nación han sido poco efectivos y por ello se espera que esta propuesta sea convertida en una herramienta eficiente para que cambie esta situación.

La presente metodología fue ideada para que esté al alcance de todo tipo de lector que se interese por el tema. De allí la importancia de la información teórica que se incluye, para de este modo lograr, que tanto los conceptos como la relevancia de la metodología confirme que es una solución real, a un problema que afecta el normal desempeño de una empresa distribuidora de energía.

La propuesta metodológica para el mejoramiento de las pérdidas no técnicas planteada, confirma el consumo de energía por sectores, así como también brinda una aproximación de las pérdidas no técnicas de energía y potencia referidas a diferentes causas.

Como resultado de la ejecución del plan se obtuvo la estimación de demanda y consumo previstos para los próximos 10 años en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA). De igual forma se plantean soluciones posibles para el control y reducción de las pérdidas no técnicas.

Este trabajo se limitó específicamente a la problemática de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en cuanto eficiencia. Concluyendo así que los resultados obtenidos con esta metodología no son aplicables a todo tipo de empresas de distribución debido a sus diferentes circunstancias. Sin embargo, las medidas de control planteadas se pueden adoptar a nivel general o ajustar para ser aplicadas en cada caso específico.

1. LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

El presente capítulo contiene la descripción teórica de las pérdidas que se presentan durante el proceso de distribución de la energía, aclarando las diferencias existentes entre las pérdidas técnicas y las no técnicas.

1.1. GENERALIDADES

El sector energético es determinante en la economía de los países. Por ello es importante tomar acciones que influyan en el mejoramiento de la eficiencia general dentro del sector. Tales acciones incluyen desde la operación óptima de los sistemas, pasando por una correcta política tarifaria, hasta una adecuada gestión de las empresas.

En particular, en el sector eléctrico es fundamental considerar aspectos relativos a las pérdidas de energía o eficiencia de las empresas como un criterio fundamental y crítico dentro de la planeación. Es imprescindible tener presente medidas correctivas que lleven a mantener el grado de pérdidas dentro de niveles económicos y financieros aceptables y viables.

La disminución de las pérdidas a todo nivel, trae como beneficios una mayor disponibilidad de la capacidad instalada (pérdidas de potencia), una mejor utilización de la energía primaria y una reducción de las futuras inversiones, entre otros. Debido a esto, es vital que el plan de disminución y control de pérdidas sea un objetivo primordial tanto a nivel global como específico.

Para efectos del análisis es de resaltar la importancia de los balances de energía ya que éstos tienen como propósito consignar los datos más relevantes de la operación del sistema (muchas transferencias de energía tanto internas como externas al sistema) en un período determinado de tiempo y, por lo tanto, sirven como una herramienta de diagnóstico de la empresa distribuidora.

Algunos factores que influyen en la exactitud y detalle de los datos de los balances son: la lectura de los medidores de energía las cuales deberían tomarse de forma simultánea, la toma de las lecturas debe realizarse de forma periódica y la apropiada calibración y precisión de los medidores de energía incluyendo transformadores de corriente y de tensión, cuando los haya.

La ecuación que representa un balance de energía en forma global es:



La ecuación que representa un balance de energía para cada subsector energético es:



1.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía, desde la óptica de las empresas de distribución, se pueden considerar como la diferencia entre energía demandada (comprada al sistema y/o generada internamente) y energía facturada presentes al hacer un balance. Las pérdidas eléctricas pueden ser de dos tipos; pérdidas técnicas (causas físicas tales como disipación de calor en los conductores y transformadores) y pérdidas no técnicas (energía consumida pero no facturada). Se conoce como índices de pérdidas a las pérdidas de energía expresadas en porcentaje de la demanda.

Es importante el control y reducción de las pérdidas, bien sean técnicas o no técnicas. Con el control de las pérdidas técnicas se podría hacer proyectos mejor planteados dentro de la expansión del sistema y también significaría disminución de costos. Con el control de las pérdidas no técnicas aumentaría los ingresos de las empresas de distribución y se podría garantizar su viabilidad financiera.

“Las pérdidas eléctricas de energía o potencia pueden clasificarse en pérdidas fijas o variables, dependiendo si estas varían con la demanda o no. Las pérdidas fijas incluyen efecto corona, pérdidas por histéresis y corrientes parásitas las cuales en general son una fracción de las pérdidas técnicas”¹.

¹ Organización latinoamericana de energía OLADE. Manual latinoamericano y del caribe para el control de pérdidas eléctricas. Bogotá: 1988. p. 1-20.

1.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS.

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debido a fenómenos físicos son las denominadas pérdidas técnicas del mismo. Es decir, se deben a las condiciones propias de la conducción, manejo y transformación de la energía eléctrica.

Figura 1. Planta de generación hidráulica



1.3.1 Clasificación de las pérdidas técnicas.

1.3.1.1 Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga). Estas se encuentran relacionadas con las corrientes circulantes por los elementos que conforman un sistema (efecto joule):

$$P_L = I^2 R$$

Donde:

- P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W)
- I : Corriente que circula por el elemento (A)
- R : Resistencia del elemento (Ω)²

1.3.1.2 Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío). Éstas dependen fundamentalmente de la variación de tensión y no de la de la demanda. Se deben a corrientes de Foucault y ciclos de histéresis, producidas por la corriente de excitación. Además, dentro de ésta clase se puede incluir las

² Ibid., p. 2-2.

pérdidas por efecto corona. Las pérdidas en vacío debido a las pocas variaciones de tensión se pueden considerar de valor constante, pero si se quiere se puede determinar a partir de un valor determinado de tensión:

$$P^j v_L = P^i v_L (V^j / V^i)^2$$

Donde:

$P^j v_L$: Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión V^j (V).

V^j : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V) ³

1.3.1.3 Pérdidas en los elementos

1.3.1.3.1 Generador. Las pérdidas en un sistema de generación se producen por las corrientes de carga por efecto Joule; es decir, pérdidas en el cobre y en los devanados del generador debido a sus corrientes de excitación lo que se conoce como pérdidas en el hierro o en vacío. Las pérdidas en un generador se pueden considerar como función de la tensión, de la potencia generada y de la resistencia de los conductores.

Figura 2. Generador



1.3.1.3.2 Transformador. Sin importar si el transformador es de potencia o de distribución se puede decir que las pérdidas presentes en los transformadores, son de dos tipos: las pérdidas que varían con la carga y están directamente relacionadas con la resistencia y los arrollamientos del transformador conocidas como pérdidas en carga o pérdidas en el cobre y las pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada las cuales están relacionadas con la corriente de excitación del transformador llamadas pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío.

³ Ibid., p. 2-2.

Figura 3. Transformador



1.3.1.3.3 Líneas de transmisión. Básicamente, las pérdidas que se presentan en las líneas de transmisión son debidas al efecto Joule y al efecto corona.

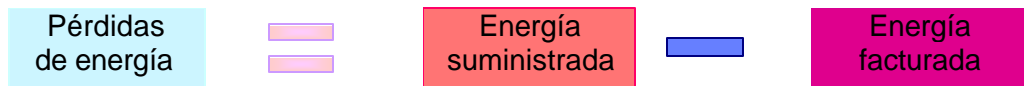
Figura 4. Línea de transmisión



1.3.1.3.4 Pérdidas en sistemas de distribución. Sin importar si son circuitos primarios o secundarios se presentan pérdidas de potencia asociadas con la resistencia de los conductores y la corriente que circula por las líneas sean aéreas o subterráneas.

Figura 5. Distribución de energía

Para evaluar las pérdidas de energía durante un período de tiempo se puede utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a los usuarios, como se ve a continuación:



Pueden existir dos razones de error. La primera, que las mediciones en diferentes puntos del sistema no son realizadas simultáneamente lo cual trae un desfase de tiempo. La segunda, que la energía suministrada y la energía vendida incluye tanto pérdidas técnicas como no técnicas debido a las causas que se van a exponer más adelante.

La forma más utilizada para la estimación de las pérdidas técnicas es por medio de los flujos de carga. En éstos se halla la corriente de cada elemento y luego la potencia. Para encontrar las pérdidas totales se realiza una sumatoria de las pérdidas de cada elemento, adicionando las pérdidas en vacío de los elementos (efecto corona).

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de pérdidas de potencia. Conociendo el valor de la demanda en cada momento en los diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas:

$$L = \sum_{K=1}^N P_{LK} \Delta T_K$$

- L : Pérdidas de energía (kWh)
P_{LK} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo (kW)
N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio
 ΔTK : Intervalo de tiempo (h) .⁴

El primer método para hallar las pérdidas técnicas, es utilizando el factor de pérdidas y el segundo es realizando flujos de carga en diferentes condiciones de carga del sistema.

Para controlar las pérdidas técnicas es necesario tomar algunas medidas que requieren de inversión: Cambio de transformadores, cambio de los conductores, reubicación de cargas, etc. Es decir, que el beneficio de adoptar un plan de control o disminución de pérdidas es visible a largo plazo. Los proyectos de reducción de pérdidas técnicas pueden ser evaluados de acuerdo a los costos y beneficios que estos aporten

Tradicionalmente se ha prestado mucha atención a las pérdidas técnicas, lo cual es razonable sólo una vez se haya enfrentado el problema de las pérdidas no técnicas. Es por ello, que el énfasis del presente proyecto de grado está en las pérdidas no técnicas. A continuación se presenta una descripción de dichas pérdidas.

1.4. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Dentro de una empresa distribuidora de energía eléctrica, la energía comprada o generada por la empresa debe ser transportada a los centros de consumo para venderla a los clientes. El triunfo de las empresas de distribución radica en la conveniente y adecuada relación entre los costos de producción y los recaudos por ventas.

Toda esta energía que es suministrada a los usuarios debe ser registrada en la empresa con datos exactos que permitan facturar y cobrar a los usuarios la energía que efectivamente están consumiendo. Sin embargo, durante este proceso se presentan inexactitudes en el registro de los consumos lo que produce pérdidas tanto para las empresas, como para los clientes. La diferencia entre la energía entregada a los usuarios y la energía que la empresa factura se denomina pérdidas NO TÉCNICAS.

Las pérdidas no técnicas son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Estas pérdidas

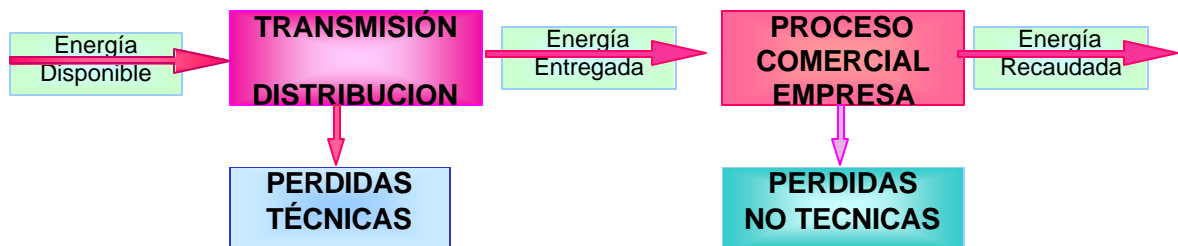
⁴ Ibid., p. 2-13.

pueden clasificarse según la causa que las produce y según su relación con las actividades administrativas de la empresa.

Según la clasificación adoptada, las pérdidas no técnicas se miden en energía, mientras que otras pérdidas como las ocasionadas por el no recaudo o recaudo demorado del pago corresponden estrictamente a cartera o pérdidas financieras. Estas últimas comprenden también las pérdidas para la empresa, resultantes de un cobro a una tarifa diferente a la correspondiente a un usuario determinado.

A diferencia de las pérdidas no técnicas, las pérdidas técnicas presentan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico, puesto que esta energía no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida para reducirla podría no traer grandes beneficios económicos a la empresa. Por otra parte, las pérdidas no técnicas representan energía que está siendo consumida pero que la empresa no está recibiendo su pago correspondiente. Este tipo de pérdidas significan financieramente una carga, que generalmente los clientes que sí pagan tienen que asumir. La siguiente figura ilustra la relación existente entre estos dos tipos de pérdidas.

Figura 6. Pérdidas de energía



1.4.1 Clasificación de las pérdidas no técnicas. Es necesario clasificar las pérdidas no técnicas debido a sus causas ya que cada una requiere de acciones apropiadas.

1.4.1.1 Actividades administrativas de la empresa

1.4.1.1.1 Registro de consumos. “Es un procedimiento por medio del cual la empresa distribuidora obtiene un valor de la energía entregada a cada usuario durante un período de tiempo determinado. A este período se le denomina período de facturación”⁵.

⁵ Ibid., p. 3-3.

Si la energía entregada a un suscriptor no se mide en forma precisa, o si es mal registrada, obviamente el recaudo no se va a realizar adecuadamente. La energía que no se cobra representa una pérdida financiera para la empresa, igualmente se puede presentar que los errores perjudiquen a los clientes, facturándoles consumos mayores a los reales. A este tipo anomalías de se le puede considerar como una pérdida en el proceso de registro.

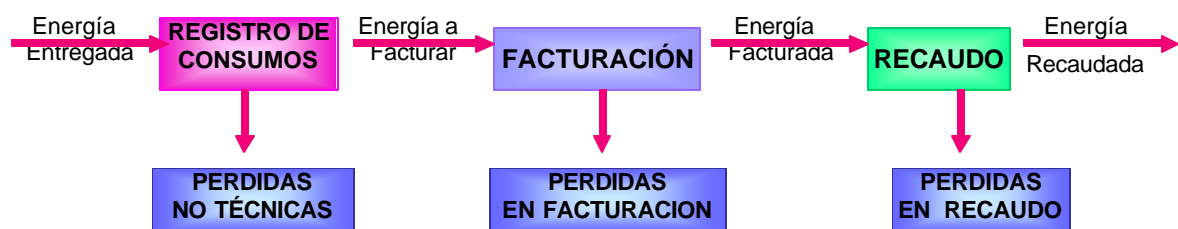
El registro de consumo comprende dos partes: La primera consiste en la lectura de los medidores y la segunda consiste en la conversión de los valores leídos en valores de energía, usando constantes de proporcionalidad de los medidores y las relaciones de transformación de los transformadores de medida (CT y PT) cuando los hay.

1.4.1.1.2 Facturación. Una vez registrados los consumos se procede a la facturación. Para que este proceso sea exitoso se requiere que la información acerca de los clientes sea completa y exacta ya que un error de este tipo podría traer como consecuencia energía que no se cobra o se cobre con la tarifa incorrecta. Este tipo de errores trae como resultado las denominadas pérdidas en facturación, que se perciben a modo de energía no pagada a la empresa o energía que se le factura de más a los clientes.

1.4.1.1.3 Recaudo. Después del proceso de facturación se continúa con la fase del recaudo de estos cobros. Debido a diversas situaciones, sólo una parte de esta energía que se facturó llega a ser recaudada. La energía que no puede ser recauda representa también una pérdida, denominada pérdida en el proceso de recaudo.

El proceso administrativo se puede presentar como se ilustra en el siguiente esquema, que indica claramente la relación que existe entre las pérdidas no técnicas y la organización administrativa de la empresa.

Figura 7. Clasificación de las pérdidas no técnicas



1.4.2 Diferencia entre pérdidas de energía y pérdidas financieras. Como se ha aclarado, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, es necesario

hacer una distinción debido a la forma en que se manejan los dos tipos de pérdidas. Las pérdidas en el proceso de registro, tienen unidades de energía y se deben contabilizar como tal. Por otra parte, las pérdidas en el proceso de facturación y recaudo, en los cuales la energía entregada a los suscriptores es convertida a unidades monetarias, debe analizarse en forma separada.

Para explicar la diferencia entre estos dos tipos de pérdidas, reducimos el término de pérdidas técnicas a las pérdidas que ocurren durante el proceso de registro, es decir, las que se miden en unidades de energía. Los otros dos tipos de pérdidas son estrictamente pérdidas financieras. La diferencia conceptual se hace más explícita cuando se factura energía a un suscriptor con la tarifa incorrecta. La contabilización de los consumos no tiene ningún tipo de error, sin embargo el proceso de facturación produce una pérdida financiera para la empresa.

1.4.3 Pérdidas durante el registro de consumos. Las pérdidas de energía que se producen durante el registro de consumos, incluyen toda la energía consumida que no queda registrada. Esta energía corresponde, una parte a las instalaciones con medidor (usuario), y otra a las instalaciones que carecen de él (usuarios no clientes).

1.4.3.1 Usuarios no clientes. Existen varios casos en los que el usuario no tiene instalación del medidor debido a diferentes preceptos entre los cuales se pueden mencionar:

1.4.3.1.1 Conexiones ilegales o contrabando. Son conexiones directas a la red, sin el conocimiento de la empresa comercializadora. Toda la energía consumida por estos usuarios es una pérdida.

Figura 8. Usuario sin medidor



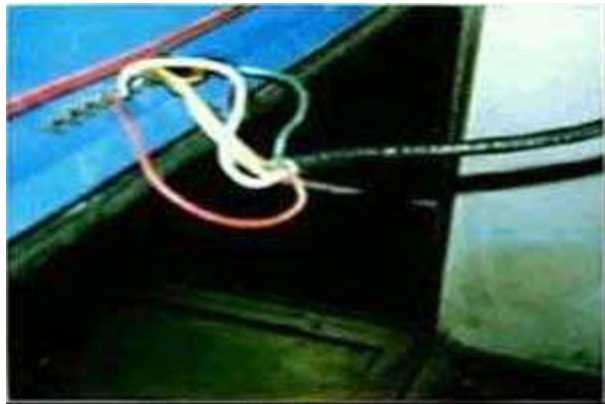
1.4.3.1.2 Errores en estimación de consumos. Existen algunos casos en los que el consumo de algunos usuarios es muy bajo, debido a esto la empresa decide estimar la energía suministrada, en lugar de tomar la lectura correspondiente. Esta práctica conduce a subestimar el consumo.

1.4.3.1.3 Errores en la estimación de consumos propios de la empresa no medidos. Los consumos propios deben ser medidos, de lo contrario no se tiene una estimación de éstos y se puede incurrir en errores significativos.

1.4.3.2 Usuarios con medidor. En la mayoría de los casos, los usuarios clientes presentan mayor volumen de pérdidas no técnicas que los que carecen de medidor. Esto se debe a que estos constituyen la mayoría de consumidores y por lo tanto la mayoría de usuarios. Entre los tipos de pérdidas asociadas con este tipo de usuarios se encuentran los siguientes

1.4.3.2.1 Fraude Bajo. Se consideran todas las adulteraciones fraudulentas de los equipos de medición y la modificación ilegal de las conexiones con el fin de inducir a errores en la estimación de los consumos por parte de la empresa.

Figura 9. Puentes en señales de entrada y salida



1.4.3.2.2 Errores en medición de consumo. Se puede incurrir en este tipo de errores debido a varios aspectos, como la descalibración natural o accidental del medidor e instalación defectuosa del medidor

1.4.3.2.3 Errores en el procedimiento administrativo de registro de consumos. Bajo este aspecto se consideran todas las causas de error de registro de consumos no asociados

con la medición, en donde se encuentran las fallas en el registro de la medición por parte del personal de lectura y fallas en el procedimiento de la medición posterior a la lectura.

1.4.4 Pérdidas durante la facturación. Durante el proceso de facturación se incurre en diversos tipos de errores que impiden la facturación real de toda la energía registrada, en los que encontramos los siguientes:

1.4.4.1 Mala información sobre los suscriptores. Este es una de las principales fuentes de error durante el proceso de facturación y consiste básicamente en una errónea información en el archivo del suscriptor, en donde se pueden incluir imprecisiones como tarifa incorrecta, información incorrecta sobre el medidor o falta de información sobre el transformador asociado.

1.4.4.2 Mal uso de la información. Aún cuando la información del suscriptor sea correcta, pueden presentarse diversas causas de error que afectan la energía facturada, dentro de las más usuales encontramos: Procedimiento inadecuado de información, falta de control sobre la corrección de errores de facturación ante reclamos de los suscriptores, ausencia o deficiencia del programa de seguimiento de irregularidades de facturación, retardo en la facturación considerando que cualquier retraso representa pérdidas financieras para la empresa.

1.4.5 Pérdidas durante el recaudo. De la energía que se factura a los usuarios la empresa recibe solo una fracción, es así como se pueden distinguir las siguientes situaciones:

1.4.5.1 Facturas no pagadas. Las fuentes de pérdidas de las facturas no pagas son:

- Cuenta no enviada al cliente
- Usuario sin capacidad de pago
- Deficiencia en el control de cuentas por cobrar

1.4.5.2 Facturas pagadas. Aún cuando las facturas sean pagadas se pueden producir pérdidas debido a las siguientes causas:

- Pérdida o robo del dinero cancelado.
- Pago no acreditado al suscriptor.

Como se puede apreciar el control de pérdidas no técnicas está relacionado estrechamente con los procesos administrativos dentro de la empresa.

1.5. BASE TEÓRICA ACERCA DE LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

A continuación se realiza una recopilación teórica de los aspectos más importantes a tener en cuenta para la realización de la estimación de las pérdidas no técnicas. La forma en la que fue aplicada dentro de la presente metodología se puede apreciar en el capítulo 4 numeral 4.1.1.1.

Cuando se tiene un dato global de las pérdidas no técnicas, se procede a llevar un proceso de desagregación para calcular las pérdidas atribuibles a diferentes causas. Este procedimiento no sólo permite la orientación eficiente de los problemas de la empresa para atacarlos donde sea más provechoso efectuar la medida de control. A continuación se plantearán algunas generalidades relativas a la estimación, ya que en el capítulo 2 se enseñarán de una forma más extensa.

La forma usual de estimar las pérdidas no técnicas comienza efectuando un balance energético para todo o parte del sistema donde se quiera estimar el valor de las pérdidas. En primer lugar se hace una estimación a nivel de todo el sistema. El método compara la energía distribuida con la facturada. El valor estimado de las pérdidas no técnicas es:

$$L_{NT} = E_{DISP} - L_T - E_F$$

Donde:

E_{DISP} : Energía disponible estimada.

E_F : Energía total facturada

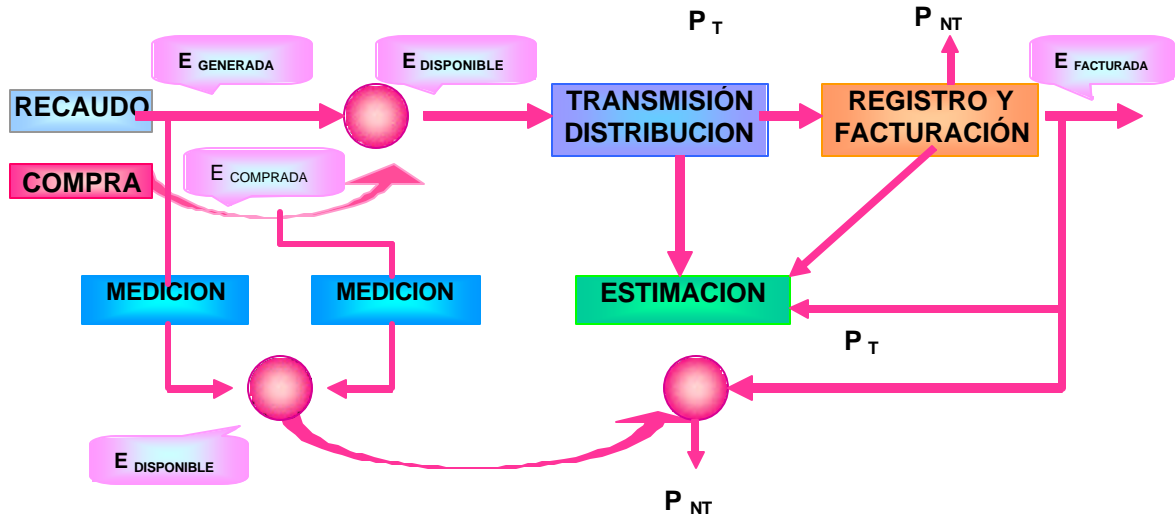
L_T : Pérdidas técnicas estimadas.

L_{NT} : Pérdidas no técnicas⁶

Esta forma de cálculo requiere que se registre todo la energía entregada a las subestaciones. Dentro de la energía facturada se debe incluir el alumbrado público, las entidades gubernamentales, usuarios a quienes no se les cobra, los consumos propios de la empresa, etc. Para el proceso de estimación se utilizará el siguiente modelo de medición

⁶ Ibid., p. 3-6.

Figura 10. Modelo de estimación de las pérdidas técnicas



Manual latinoamericano para el control de pérdidas eléctricas.

La primera variable que se debe estimar es la energía disponible (E_{DISP}), la cual se obtiene a partir de mediciones de la energía generada, compras y ventas.

$$E_{DISP} = \text{Generación} + \text{Compras} - \text{Ventas.}$$

El proceso de estimación de las pérdidas no técnicas involucra varias fuentes de error. Estas fuentes se originan en la estimación de los términos de la derecha de la ecuación anterior excepto (E_F).⁷ Cabe anotar que la incertidumbre en el valor de las pérdidas no técnicas aumenta cuando crece el error de medición de la energía disponible o el error de estimación de las pérdidas técnicas.

Resumiendo, el propósito fundamental del presente capítulo fue introducir la problemática de las pérdidas durante la distribución de la energía, clasificándolas en técnicas presentes en los elementos del sistema y no técnicas que representan la energía que se compra pero que no se factura.

Una vez estimadas las pérdidas en forma global se hace necesario desagregarlas a razón de las causas que las producen para poder adoptar las medidas de control que se describirán en el siguiente capítulo mediante la matriz de discriminación de pérdidas en función de su origen.

⁷ Ibid., p. 3-6.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES PARA AUMENTAR LA EFICIENCIA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.

Este capítulo contiene los aspectos básicos que deben considerarse en el desarrollo de un plan estratégico de control de pérdidas. Se presentará una discriminación de las pérdidas no técnicas en empresas de distribución, las medidas que se pueden adoptar para minimizarlas. Se hace referencia a problemas típicos en distribución tales como el fraude, los usuarios no suscriptores, problemas en la facturación, entre otros; así como también se explica la matriz de discriminación de pérdidas en función de su origen.

2.1. GENERALIDADES

Las pérdidas técnicas tienen su origen en las características físicas de los equipos y elementos por ello pueden reducirse mediante un mejor diseño, localización y selección de subestaciones, instalación de bancos de capacitores, transformadores con menores pérdidas, mejora en los niveles de tensión, circuitos y acometidas. Por otro lado las pérdidas no técnicas resultan del hurto y del fraude, de medidores descompuestos, problemas en la facturación, lectura y cobranza, entre otros, cuyo problema se soluciona de manera diferente.

Es vital tener presente que al aplicar un proyecto de reducción de pérdidas, este debe estar orientado a reducir primero las pérdidas no técnicas hasta donde sea posible y luego las técnicas* para de éste modo evitar sobrestimar los beneficios de los proyectos de reducción de pérdidas técnicas, puesto que con la reducción de las pérdidas no técnicas puede haber una reducción de la carga y, por lo tanto, los niveles asociados a las pérdidas técnicas.

Las pérdidas no técnicas totales se pueden valorar mediante la diferencia entre las pérdidas totales y las técnicas y pueden desagregarse por sectores de consumo según su forma de facturación y localización geográfica.

Para hacer un análisis de las pérdidas no técnicas es necesario discriminar los suscriptores según su consumo estrato socioeconómico y estado de medición, para esto es necesario introducir una herramienta fundamental y básica tanto para el desarrollo de ésta

* En general la secuencia y el ritmo de las acciones de los programas de reducción de pérdidas deben ser dirigidos por medio de evaluaciones económicas. Bajo las condiciones actuales, es mucho más rentable y atractivo reducir las pérdidas no técnicas antes que las pérdidas técnicas

metodología, como para cualquier programa de control y reducción de pérdidas que se desee adoptar, la cual se denomina *MATRIZ DE DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS SEGÚN SU ORIGEN*. En esta matriz se recopilan los parámetros anteriormente mencionados, facilitando visualizar el problema de una manera más clara y cómoda de trabajar como se ilustra a continuación:

Tabla 1. Matriz de discriminación de pérdidas según su origen

	CON MEDIDOR	SIN MEDIDOR	USUARIOS NO CLIENTES
NO REGULADOS	# Medidores Energía facturada Pérdidas	# Clientes Energía facturada Pérdidas	# clientes de otros Energía facturada Pérdidas
REGULADOS NO RESIDENCIALES	# Medidores Energía facturada Pérdidas	# Clientes Energía facturada Pérdidas	# Usuarios zonas de violencia Pérdidas
REGULADOS ESTRATOS 3,4,5,Y6	# Medidores Energía facturada Pérdidas	# Clientes Energía facturada Pérdidas	# Usuarios zonas de violencia Pérdidas
REGULADOS ESTRATOS 1Y2	# Medidores Energía facturada Pérdidas	# Clientes Energía facturada Pérdidas	# Usuarios zonas subnormales Pérdidas
	No localizadas	Servicios directos	

Fuente. Antolínez González, Ramón

En la matriz anterior se pueden observar celdas sombreadas. En ellas la probabilidad de que se presenten pérdidas es muy baja o casi nula debido a la ausencia de usuarios bajo éstas características.

En las demás casillas, se presentan pérdidas notables en especial en los clientes regulados de estratos bajos, donde el tipo de pérdidas que se pueden presentar tienen su origen en fraudes y/o anomalías.

El aspecto más crítico en cuanto a pérdidas, se presenta tanto en el caso de los clientes sin medidor, como en los usuarios no clientes de estrato bajo que habitan en zonas

subnormales y de mucha pobreza. Este tipo de anomalías son designadas como pérdidas directas.

La matriz es primordial ya que con ésta se puede conocer la realidad de la empresa y determinar el origen de las pérdidas para desagregarlas y así poder determinar qué medidas o acciones correctivas que se deben tomar inicialmente ya que cada caso tiene un control diferente.

La matriz es distinta dependiendo de la organización, la cultura de los suscriptores y la región de donde sea la empresa comercializadora. Las medidas de control se deberán adoptar de acuerdo con el tipo de infracciones típicas, las condiciones de los suscriptores y la discriminación de las pérdidas resultante tanto en usuarios suscriptores como en los no suscriptores.

2.2. USUARIOS SUSCRIPTORES

2.2.1 Clientes No Regulados. Se trata de aquellos clientes cuya demanda máxima es igual o mayor de 100 kW que tengan consumos iguales o mayores a 55 MWh mes, objeto del mercado de libre competencia, vigiladas y medidas periódicamente. Las pérdidas en clientes no regulados se estiman mediante inspección, macromedición* y, fundamentalmente, por medio de la verificación de las constantes de medición indirecta. Debido al número limitado de clientes no se justifica la utilización de metodologías estadísticas.

2.2.2 Clientes regulados con lectura. Cuando las pérdidas son imputables a los clientes corresponden a conexiones clandestinas, medidores adulterados o a utilización comercial o industrial dolosa. Cuando éstas son imputables a la empresa corresponden a problemas administrativos durante el proceso de facturación:

- Consumos públicos no medidos (alumbrado)
- Errores y omisiones en la lectura de medidores
- Medidores descalibrados, descompuestos o inadecuados
- Actitudes de personal inescrupuloso que reporta consumos inferiores, o simplemente no reporta el cliente.

* Procedimiento mediante el cual se implementa un equipo de medición en los transformadores de distribución, cuyo fin es comparar la energía demandada con la energía facturada.

Figura 11. Medidor adulterado

Las pérdidas totales originadas por clientes regulados con lectura también se estiman mediante macromedición de una muestra estadística, dentro del circuito al cual pertenezca el transformador. Ésta muestra puede ser global o estratificada*

2.2.3 Clientes regulados sin lectura. Están geográficamente localizados, originan pérdidas por el consumo excesivo de clientes sin medidor que pagan una factura fija correspondiente al consumo promedio del estrato socioeconómico al cual pertenecen o al aforo de cargas aun en caso de clientes oficiales (hospitales, acueducto, establecimientos educativos y escenarios deportivos).

Figura 12. Servicio directo sin medidor

* Las clases de la muestra pueden corresponder a los estratos socioeconómicos.

Las pérdidas totales originadas por los clientes sin lectura se estiman mediante macromedición..

2.3. USUARIOS NO SUSCRIPTORES

Bajo este aspecto se considera la contribución de las conexiones ilegales o consumidores sin contrato de servicio al problema de pérdidas de energía. Este tipo de pérdidas se presenta generalmente en sectores de bajos ingresos, de comunidades marginales, en barrios subnormales o de invasión. Otra componente es el grupo de usuarios constituidos por las casetas y vendedores informales presentes no sólo en la sociedad colombiana sino en la mayoría de los países latinoamericanos.

En la actualidad latinoamericana, en especial la colombiana, existe otro aspecto que se hace más que necesario resaltar, es el caso de los desplazados, una realidad que lastimosamente va en ascenso. Los desplazados son personas que por diferentes motivos como violencia, miedo, deseos de mejorar su calidad de vida, o simplemente por defender el derecho a la vida, libertad y trabajo, se ven obligados a dejar sus viviendas y tierras para irse a vivir a las grandes ciudades en condiciones de pobreza absoluta.

Figura 13. Conexión barrio subnormal



Los desplazados agravan el problema de las pérdidas en el sector eléctrico específicamente para empresas de distribución, ya que en la mayoría de los casos se trata de personas de escasos recursos, imposibilitados para pagar las tarifas de energía que por lo tanto recurren a conexiones fraudulentas o clandestinas para poder beneficiarse de este servicio. Esto trae

como consecuencia el aumento en el número de usuarios no suscriptores lo que implica el aumento de las pérdidas de energía.

Figura 14. Conexión barrio ilegal



Las anteriores características describen la problemática de los usuarios no suscriptores, por lo cual dadas sus características socio-económicas y políticas, ameritan un tratamiento especial diferente de otras formas de consumo no facturado. Las pérdidas totales originadas por los usuarios no clientes se estiman mediante macromedición de una muestra estadística de transformadores en las zonas de invasión y/o subnormales, cuyo tamaño se obtiene en función de la cantidad de transformadores y en forma aleatoria para que sean aplicables los métodos estadísticos.

2.3.1 Estimación. La estimación de la energía consumida por usuarios no suscriptores puede hacerse por medio de extrapolaciones de valores individuales obtenidos por muestreos, realizados por medio de mediciones de consumo de energía.

Otra forma de estimar la energía consumida consiste en hacer correlación con grupos de consumidores con características socioeconómicas similares a las del sector bajo consideración; se deben escoger grupos de comparación para los cuales se disponga de mediciones confiables de los patrones de consumo. La experiencia con este tipo de correlaciones no arroja datos muy acertados y por tanto estos datos sirven únicamente como estimación preliminar de los valores de las pérdidas. Una alternativa que permite

estimar más precisamente las pérdidas de energía es la instalación de medidores de energía comunales.⁸

2.3.2 Control de usuarios no suscriptores. El objetivo final del programa de control de usuarios no suscriptores debe ser la incorporación de los éstos a la categoría de suscriptores regulares. Este proceso debe ser gradual y desarrollarse teniendo en cuenta las características particulares de la comunidad. Resulta conveniente tanto para la empresa como para la comunidad que se suministre la energía mediante una alimentación única, especialmente diseñada desde el punto de vista técnico y económico ya que trae consigo beneficios como la eliminación de problemas asociados con las conexiones irregulares y, por otra parte, reduce las pérdidas técnicas mediante un diseño adecuado a las características de carga.

En algunas empresas se ha adoptado la instalación de medidores comunales, los cuales cumplen con una doble función, la de permitir una estimación precisa de los consumos y la de efectuar un cobro global del cual se encarga la comunidad entera. Estos programas vienen acompañados de campañas educativas y de apoyo a la comunidad con el fin de dar a conocer a los usuarios las ventajas que representa esta medida. Estas campañas deben extenderse hasta la ilustración del uso racional de la energía eléctrica y otros aspectos relacionados con las pérdidas de energía por fraude.

Con el tiempo se han acumulado experiencias con este tipo de medida que indican la necesidad de efectuar revisiones periódicas para el mantenimiento de equipos de medida y redes con el fin de resolver cualquier problema en la facturación. Un complemento a este programa está relacionado con la implantación de incentivos para los usuarios regularizados, entre los que se encuentran tarifas reducidas para la instalación y facilidades de pago.

Otra componente importante de los consumos de usuarios no suscriptores, es la que se produce en casetas y otras instalaciones de vendedores ambulantes. La recomendación al respecto es que se estime la carga de acuerdo con los aparatos eléctricos que posean, y que se les cobre una tarifa fija.

2.4. FRAUDE

La problemática del fraude es el factor más influyente dentro de las pérdidas no técnicas. Dentro de éste aspecto se encuentran las alteraciones ilegales de los equipos de medición,

⁸ Ibid., p. 3-14

las conexiones clandestinas, la corrupción del personal que toma la lectura reportando consumos inferiores de los usuarios, la reventa de energía de los usuarios con tarifas fijas y sin medidor, entre otros.

Figura 15. Medidor desconectado



En general, se pueden distinguir dos clases de fraudes en el servicio de energía eléctrica. El primero y más evidente es el que se genera cuando sin autorización de la empresa distribuidora, un usuario se conecta a la red, a veces mediante rústicas instalaciones haciendo uso de elementos como alambres de ganchos de ropa, alambre de púas, cables de inadecuado calibre, o en ocasiones, mediante sofisticadas instalaciones construidas por electricistas inescrupulosos.

Una segunda modalidad de fraude se presenta cuando, con el objetivo de disminuir el monto de la factura de energía, los usuarios alteran ya sea los equipos de medida o la acometida del servicio. En el sector residencial, muchas veces los fraudes sobre la medición rayan en lo insólito: como el objetivo de los bandidos es entorpecer el funcionamiento de los medidores, se suelen introducir pinzas, alambres o elementos que detengan el disco e inclusive rociar con agua azucarada o miel el disco para que los insectos detengan o frenen la rotación del medidor.

Es frecuente, sin embargo, que estos fraudes se presenten también en los sectores industrial y comercial, mediante alteraciones de los equipos de medida, interruptores que dejan fuera de registro el consumo de procesos industriales completos o inclusive la conexión directa a las redes de media tensión. La conexión fraudulenta es la más conocida forma de fraude y puede abarcar barrios y aún ciudades enteras. Las casetas de ventas ambulantes, puestos de comidas y comercios informales generalmente obtienen sus márgenes mediante la energía gratis obtenida del poste más próximo. Otras modalidades son:

- Sellos rotos, repisados y/o violentados en la tapa principal
- Sellos rotos, repisados y/o violentados en la caja de conexiones
- Sellos rotos, repisados y/o violentados en la celda de medida
- Puentes de tensión abiertos en fases R, S y T
- Relación de transformación no corresponde a la placa de características
- Tapa principal perforada
- Conexiones intervenidas antes del medidor (Servicio Directo)
- Conexiones invertidas
- Circuitos de corriente aislados
- Disco rayado
- Disco frenado
- Disco torcido
- Partículas extrañas en el disco
- Bobina de tensión abierta
- Piñones limados
- Sin Fin suelto
- Numerador frenado
- Numerador suelto
- Retraso en el numerador
- Medidor en desnivel

Figura 16. Irregularidades en conexiones

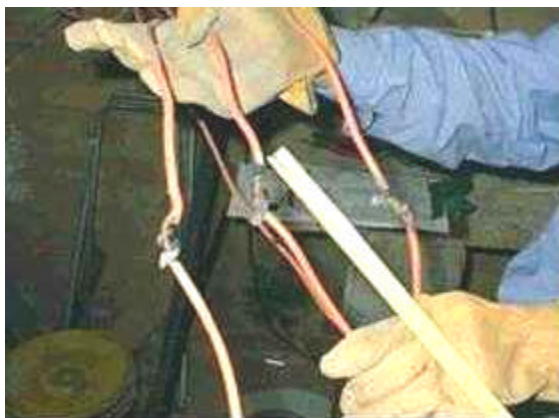


Figura 17. Hurto de energía

2.4.1 Pérdidas administrativas. Estas pérdidas son un reflejo de una mala administración, errores de gestión y políticas del pasado que aún se están pagando, de este modo es muy difícil disponer de recursos financieros para invertir en mantenimiento y mejora en la calidad del servicio, de tal modo que se puede considerar a las pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, un error administrativo que muestra que en el sector de distribución hay muchas falencias y sobre todo descuido.

La mala organización de las empresas de distribución y la corrupción, que al final se puede considerar como un tipo de fraude, han permitido que se presenten pérdidas administrativas de diferentes proporciones en todos los aspectos: técnicos, operativos, financieros y tarifarios. Fiel consecuencia de esto es que la mayoría de las empresas no tienen datos de cuantas personas están utilizando su red sin su consentimiento; es decir, no cuentan con un buen sistema de información.

2.4.2 Metodología de estimación. Para la estimación de las pérdidas no técnicas debidas al fraude se ha desarrollado con anterioridad por José Luis Calabrese* un método estadístico con una sólida base teórica, que permite evaluar dichas pérdidas tanto a nivel global como por categorías o clases de suscriptores.

La estimación se basa en la extrapolación de los resultados de una muestra que se realiza entre varios usuarios de una determinada clase. Para cada suscriptor se lleva a cabo una especie de censo de carga en el cual se determina la potencia total instalada a partir de los datos de placa de los equipos que posee el suscriptor a la que conoceremos como P_A . Con base en la potencia de carga P_A y en la energía consumida por el cliente en kWh que se denominará E_D , se obtiene un factor de utilización real ϕ_R .

* Esta metodología tiene limitaciones que deberán considerarse en el momento de intentar aplicarla.

El factor de utilización real (ϕ_R) se halla multiplicando la energía consumida por el cliente (E_D) por 100 y esto a su vez dividido entre el intervalo de facturación por la potencia de la carga (P_A).

Como es de esperarse el consumo real no coincide con el consumo facturado E_F debido a los fraudes, por tanto se define un nuevo factor de utilización calculado a partir de la facturación. Los suscriptores no infractores se denominan clase H y los suscriptores infractores se denominan de clase I.

Para los suscriptores de clase H, el consumo real y el facturado lógicamente son iguales y el factor ϕ_R coincide con ϕ_F . En cambio para los suscriptores de clase I el consumo real es mayor que el facturado y los factores de utilización resultan así:

$$\phi_R (I) < \phi_F (I).$$

Para calcular las pérdidas de energía debidas al fraude es necesario calcular el valor esperado ϵ de los consumos reales y de los facturados.

Para los suscriptores del grupo H, el consumo real esperado es:

$$\epsilon[P_D(H)] = T_F \epsilon[\phi_F(H)] \epsilon[P_A(H)]$$

Para los suscriptores del grupo I, el consumo real esperado es:

$$\epsilon[P_D(I)] = T_F \epsilon[\phi_D(I)] \epsilon[P_A(I)]$$

La pérdida de energía esperada para cada suscriptor de clase I es,

$$L(I) = T_F P_A(I) [\phi_R(H) - \phi_R(I)]$$

Si el tamaño de la población es N y la probabilidad de que un individuo pertenezca al grupo infractor es p(I), entonces el número esperado de infractores es N p(I). El valor estimado para el total de energía perdida por fraude es:

$$L = T_F P(I) N P_A(I) [\phi_R(H) - \phi_R(I)]$$

Esta ecuación constituye la base para la estimación de los consumos no facturados debidos al fraude. Este proceso puede aplicarse a todos los sectores de la población con el fin de efectuar una desagregación de las pérdidas. Debido a la importancia de las hipótesis presentadas es necesario efectuar pruebas estadísticas para la validación de dichas hipótesis antes de efectuar cualquier estimación.⁹

2.4.3 Esquemas de revisión. La revisión tanto de las instalaciones de medida como de las acometidas constituye una herramienta efectiva para detectar infractores y para el control de pérdidas no técnicas. Esta revisión tiene como finalidad los siguientes aspectos:

- Identificar las instalaciones de medida defectuosas, ya sean producidas por el usuario o por el deterioro natural de los equipos.
- Servir como datos muestrales para la estimación de las pérdidas debidas al fraude, mediante el uso de la metodología expuesta.

2.4.4 Pérdidas en el proceso de registro. Uno de los factores que más influye sobre el éxito de un programa de control de pérdidas no técnicas es el proceso de lectura de medidores, por esta razón se hacen las siguientes recomendaciones para la buena marcha del proceso de lectura:

- Identificación clara y documentada de las instalaciones
- Lectura de los medidores de grandes consumidores con una periodicidad mayor que la del resto
- Rotación de lectores en diferentes rutas con el fin de evitar fraudes que se efectúan con la complicidad de los lectores
- Supervisión de los procesos de lectura para evitar errores.
- Implantación de métodos automatizados de lectura
- Estímulo a los lectores que descubran irregularidades

2.4.5 Pérdidas en facturación. La mayor parte de las pérdidas que se presentan durante la facturación, se deben a la información errada acerca de los usuarios o de las instalaciones, por lo tanto la principal medida de control consiste en la verificación de información registrada en los archivos de la compañía y que se esté siendo usada en la facturación.

⁹ Ibid., p. 3-10

2.4.6 Control de pérdidas por fraude. El factor más importante para el control de las pérdidas debidas al fraude es la detección de los infractores. Por ésta razón la medida de control debe ser un programa de inspección a las instalaciones de los usuarios. Una de las herramientas más efectivas para la detección de infractores, la constituye la llamada crítica de la facturación. En éste proceso se detectan los cambios bruscos y sostenidos de la energía consumida.

Los esquemas para la detección de infractores deben diseñarse de acuerdo con las circunstancias particulares de cada empresa. Es importante anotar que el programa de inspección no se debe limitar a la detección de infractores, sino que las inspecciones deben repetirse continuamente. Adicionalmente a las inspecciones se deben establecer dos tipos de medidas de control de fraudes: Medidas punitivas y medidas preventivas.

Figura 18. Renovación de redes



2.4.6.1 Medidas punitivas. Una de las causas más importante de los fraudes de energía eléctrica es la conciencia de impunidad. El bajo nivel de riesgo de sanción percibido por los usuarios debido a la generalización de la infracción y la seguridad que la empresa no tiene medios para defenderse. Por tanto un eficiente programa de control de pérdidas por fraude debe incluir sanciones de tipo económico y moral a los infractores detectados.¹⁰

¹⁰ Ibid., p. 3-12

Dentro de las sanciones morales se incluye la exposición pública de los usuarios que incurren en fraude mediante publicaciones en prensa y radio, especialmente en el caso de grandes consumidores con capacidad de pago y cuya imagen pública es muy importante. En el caso de pequeños consumidores se pueden incluir pequeños cortes en el suministro del servicio.

Dentro de las sanciones económicas se imponen multas, por tanto se debe procurar una legislación fuerte que permita la aplicación de multas crecientes con la capacidad instalada, o con la magnitud del fraude y aún más en caso de reincidencia. Cabe anotar la importancia que la aplicación de multas se haga inmediatamente después de ser detectado el infractor, para efectos de control de fraudes y reducir la impunidad de los infractores.

2.4.6.2 Medidas preventivas. Tiene como objeto minimizar la posibilidad de fraude en los medidores e instalaciones de los usuarios. Entre las medidas de prevención por fraude se pueden considerar dos tipos principales.

Medidas técnicas, tendientes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas con el fin de disminuir el riesgo de intervención ilícita de los medidores de energía se pueden mencionar los siguientes:

- Instalación de medidores en el exterior de las viviendas o establecimientos comerciales.
- Suministro e instalación por parte de la empresa del medidor y los conductores de la acometida entre la red y el medidor y entre el medidor y la instalación interna de la vivienda.
- Protección de los medidores por medio de sellos cuya violación sea fácilmente detectable. Se deben instalar sellos para proteger la cubierta del medidor, las terminales de conexión, cubiertas de los transformadores de corriente u de potencial, de tal manera que cuando cualquiera de éstos sea abierto, se rompa el sello y sea evidente su estado.
- Reducción de la longitud de circuitos secundarios.
- Para prevenir el fraude en los conductores de la acometida se debe tener en cuenta que las redes de baja tensión se deben efectuar en forma aérea, puesto que las subterráneas son proclives a conexiones ilegales. Por otro lado el uso de conductores blindados o el uso de otros materiales diseñados especialmente con éste propósito resultan de gran utilidad para favorecer los resultados esperados.
- Instalación de medidores antifraude: Esta clase de medidores vienen diseñados de tal forma que por su tipo de conexiones sea muy poco probable la posibilidad que pueda ser alterado su funcionamiento o que pueda ser susceptible a conexiones fraudulentas.

Figura 19. Cable concéntrico para acometida



Figura 20. Medidores en casetas

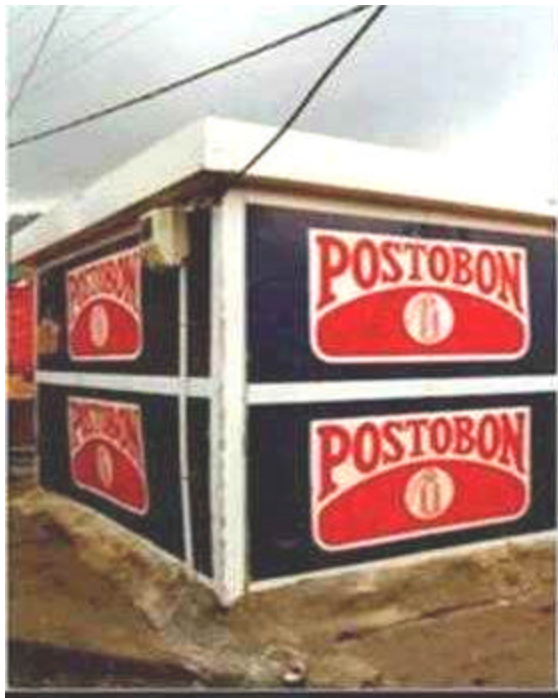


Figura 21. Caja para alojar el medidor



Figura 22. Medidores antifraude

Dentro de las medidas educativas tendientes a enseñar a los usuarios los riesgos y consecuencias del fraude que han sido usadas con éxito, se pueden mencionar las siguientes:

- Instalación temporal o permanente de medidores externos en sitios con elevada proporción de pérdidas no técnicas. Esto permite localizar más precisamente los sitios donde se produce fraude y además, lo más importante, es que ayuda a disminuir la conciencia de impunidad entre los suscriptores.
- Campañas de difusión entre la población en general acerca de los riesgos que conlleva el manejo de los equipos por personal no calificado.
- Ilustración al público sobre las consecuencias del fraude como sobrecostos para la empresa, los cuales la colocan en mala posición financiera, impidiéndole prestar un mejor servicio. También es necesario crear conciencia que la energía hurtada la pagan los demás suscriptores.
- Organización de programas de cooperación con asociaciones comunales con el fin de identificar a los usuarios que cometen fraude.
- Establecimiento de programas de financiación para facilitar a los usuarios el pago de multas y facturas, así como el pago de las instalaciones especialmente diseñadas para minimizar el fraude.

3. DIAGNÓSTICO FUNCIONAL DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER ESSA S.A. E. S. P.

En éste capítulo se hace una recopilación de la información necesaria para realizar un plan de control y reducción de pérdidas, aparte de esto, se efectúa la estimación del nivel de pérdidas de la empresa basados en dicha información.

3.1. ASPECTOS GENERALES

La gran mayoría de las empresas de distribución de energía Latinoamericanas, en alguna etapa de su desarrollo, han visto comprometida su continuidad y gestión por la problemática de las pérdidas de energía.

Tanto las empresas de distribución como los organismos gubernamentales relacionados con el sector, han realizado esfuerzos para tratar de identificar y orientar las acciones hacia los controles que deben implementarse para reducir los niveles de pérdidas registrados en los últimos años.

Lamentablemente, en la actualidad aún se tienen niveles de pérdidas cercanas al 30% en empresas del gobierno, lo que evidencia la necesidad de controlar las pérdidas proponiendo una metodología que permita diseñar y evaluar un programa efectivo de mejora de la eficiencia para empresas de distribución colombianas.

En el caso particular de la Electrificadora de Santander ESSA se encontró que presenta un índice de pérdidas que ha aumentado progresivamente durante los últimos 5 años hasta alcanzar un nivel de 21.23%, permitiendo de este modo diagnosticar que los programas ejecutados para la minimización de éste, no han sido efectivos y que antes de reducirlo han permitido que se aumente. Al realizar una comparación de este dato con los de las demás electrificadoras de propiedad de la nación, se encontró que es uno de los que reporta un índice de pérdidas intermedio, que aunque no es el más alto, tampoco es el más bajo.

A la fecha, varias empresas de distribución latinoamericanas y nacionales han adelantado programas de control de pérdidas, en la mayoría de las situaciones, sin resultados satisfactorios. Pese a esto existen casos exitosos que hacen pensar que el problema sí tiene solución.

Para realizar una propuesta de reducción de pérdidas es necesario hacer una recopilación suficiente de información que permita evaluar de una forma acertada la problemática actual. Para esto se hace indispensable diseñar un formulario encuesta (Anexo 2) que permita tener una base de datos mínimos que se deben conocer al momento de iniciar un análisis que lleve a proponer la implementación de un proyecto de reducción de pérdidas, en una empresa de distribución, que contenga recomendaciones precisas y efectivas para cada caso. Es por esto que en este capítulo se presentará específicamente la estructura de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P. Cabe anotar que es necesario adaptar esta propuesta para cada empresa de distribución.

Como resultado del análisis de estructura funcional de la electrificadora se determinará el nivel de pérdidas de la empresa mediante estimaciones basadas en datos reales y actuales. Cabe anotar que si se desea determinar el nivel de pérdidas sin basarse en estimaciones se deben realizar mediciones directas a la red cuyo procedimiento se explicará y especificará en el capítulo 4.

FORMULARIO ENCUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCION

1. BALANCE DE ENERGIA

- ~ Energía comprada al sistema (discriminar compras a generadores, comercializadoras y bolsa)
- ~ Energía generada por ESSA u otros dentro del sistema de ESSA.
- ~ Costo promedio histórico de compra de energía
- ~ Tarifas de venta.

	CON MEDIDA		SIN MEDIDA		USUARIOS NO CLIENTES	
	# de usuarios	Energía	# de usuarios	Energía	# de usuarios	Energía
CLIENTES						
~ No Regulados						
~ Regulados						
~ Industrial						
~ Comercial						
~ Residencial						
~ Estratos 3 al						

- ~ Estimar cuanto tiempo tarda la facturación desde el momento de la medición (lectura) hasta la emisión de la factura.

SISTEMA DE INFORMACION COMERCIAL

- ~ Describir el funcionamiento y la estructura del sistema de información comercial.
- ~ Describa los mecanismos de control utilizados.
- ~ Describa el sistema de atención de reclamos.

ESTADO DE PÉRDIDAS DE LA EMPRESA

- ~ ¿Cómo está organizado el equipo encargado del control de pérdidas dentro de la empresa y dónde está ubicado dentro del
- ~ ¿Dentro del presupuesto está incluido o se prevé algún capital para control de pérdidas?
- ~ ¿Se han implementado mecanismos de control de pérdidas en equipos de medida o en las redes de distribución (redes
- ~ ¿Qué acciones han sido ejecutadas con anterioridad para dar solución a las pérdidas en distribución? ¿Cuáles han sido efectivas? ¿Cuáles fueron los resultados en cifras?
- ~ Incluir una descripción de la topología típica de las redes, esquemas de protección y suplencia.
- ~ ¿Cuentan con relés de recierre en los alimentadores?
- ~ ¿A partir de que carga son denominados los grandes clientes? Estos cuentan con transformadores exclusivos?
- ~ ¿Cual es el índice de pérdidas estimado en los años 2002 y 2003
- ~ Calibre típico del conductor
- ~ Distancia promedio de los alimentadores

Nota: Formulario completo en el anexo No. 2

A continuación se describirán los aspectos fundamentales para el diseño de una metodología efectiva para el control de pérdidas de energía.

3.1.1 Visión actual de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. ESP. La Electrificadora de Santander S. A. E. S. P. es una empresa mixta, de servicio público, que genera, transporta, distribuye y comercializa energía eléctrica en el departamento de Santander y algunas áreas de los departamentos de Cesar, Bolívar, Norte de Santander y Boyacá, que conforman la zona oriental de Colombia.*

3.1.1.1 Composición del mercado. La composición del mercado comprende el número de usuarios y las ventas que se reportan en un determinado período. En la siguiente tabla se detallan los suscriptores de la Electrificadora de Santander.

Tabla 2. Composición de los usuarios de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

CLIENTES	# CLIENTES CON MEDIDA	# CLIENTES SIN MEDIDA	DEMANDA (KWh)
Estrato 1 - 2	220.468	12.343	19.279.307
Estrato 3 - 6	165.288	259	25.415.243
Total usuarios residenciales	385.756	12.693	44.694.550
Usuarios comerciales	28.713	1.687	15.344.385
Usuarios industriales	4.886	256	13.015.422
Usuarios oficiales	4.182	263	5.503.268
Alumbrado público	2	103	6.455.710
Usuarios no regulados	91		8.831.805
Usuarios no clientes	196		10.750.914
TOTAL	423.826	14.911	93.845.140

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Para el 2000 ESSA presupuestó ventas de 1.071.48 GW hora, ejecutándose un total de 1.080,72 GWh, con lo que alcanzaron un cumplimiento mayor al 100%. En pesos, el valor total presupuestado asciende a la suma de 164.042 millones de pesos, con una ejecución de 160.244 millones de pesos o el 98 % de cumplimiento.

* Información suministrada por la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

3.1.1.2 Composición accionaria

Tabla 3. Composición accionaria de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

DETALLE	SALDO A LA FECHA (\$)	PARTICIPACIÓN %
La Nación	117.251.470.250,00	81,78020
Departamento de Santander	16.226.659.250,00	11,31772
ECOPETROL	5.216.870.720,00	3,63865
Municipio Bucaramanga	4.121.185.110,00	2,87443
Otros municipios	556.637.070,00	0,38824
Otros	957.060,00	0,00074
TOTAL CAPITAL	143.373.915.570,00	100,00

Fuente. Documentación página ESSA. www.essa.com.co

Nota: El cuadro de composición accionaria completo se puede ver en el anexo No. 4

3.1.2 Balance de energía. Cuando se está realizando un proyecto de reducción de pérdidas el balance de energía es básico para poder determinar la energía entrante, la energía saliente y, por tanto, la energía que se pierde dentro del sistema. A continuación se presentan las cifras del balance de energía de la Electrificadora de Santander.

Tabla 4. Balance de energía

DESCRIPCION	1999 GWh	2000 GWh	VARIACIÓN GWh	%
ENERGIA DE ENTRADA				
Generación Neta				
Generación Térmica	25,23	76,33	51,1	202,56
Generación Hidráulica	117,32	107,74	-9,59	-8,17
Total Generación	142,55	184,07	41,52	29,12
Compras de Energía				
Compra Bolsa	1.047,17	1.676,68	629,51	60,12
Compra contratos	350,4	366,35	15,95	4,55
Compra a ESSA-C	0,83		-0,83	-100
Total Compras de Energía TOTAL	1.398,40	2.043,03	644,63	46,1
ENERGIA ENTRADA	1.540,95	2.227,10	686,15	44,53
ENERGIA DE SALIDA				
Consumo ESSAG	3,55	3,35		
Ventas por Contrato				
ESSAC	1.098,13	904,04	194,09	17,67
Otros Contratos	421,15	1.267,84	846,69	201,04
Total Contratos	1.519,28	2.171,88	652,6	42,95
Ventas en Bolsa				
Energía en Bolsa		0,69	0,69	
Restricciones	18,11	51,17	33,06	182,54
Total Ventas Bolsa	18,11	51,87	33,76	186,36
TOTAL ENERGIA DE SALIDA	1.540,95	2.227,10	686,16	44,53

Fuente. Documentación página ESSA. www.essa.com.co

Tabla 5. Compra de energía

Mes	Contratos	Bolsa	Total MWH	Cto. Prom \$/KWH	Cu aplicado nivel 1
Jul-01	123,557	2.31	123,559	54.37	197.82
Ago-01	127,995		127,995	55.14	197.82
Sep-01	121,808		121,808	55.68	203.13
Oct-01	128,763		128,763	62.93	201.38
Nov-01	123,413		123,413	63.82	197.06
Dic-01	130,450		130,450	64.13	192.62
Ene-02	125,602		125,602	56.7	191.32
Feb-02	118,565		118,565	57.04	196.42
Mar-02	130,172		130,172	57.01	201.33
Abr-02	124,330		124,330	57.56	200.49
May-02	128,676		128,676	58.55	202.29
Jun-02	117,919		117,919	58.71	204.35

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Tabla 6. Energía generada por ESSA

ENERGIA GENERADA POR ESSA	
Mes	Generación MWH
Jul-01	8009
Ago-01	7460
Sep-01	6482
Oct-01	11847
Nov-01	14311
Dic-01	11928
Ene-02	194641
Feb-02	175950
Mar-02	201648
Abr-02	176786
May-02	194938
Jun-02	166611

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Tabla 7. Energía facturada*

ENERGIA FACTURADA	
Mes	Valor (\$)
Jul-01	14,735,374,859
Ago-01	16,029,201,829
Sep-01	16,878,338,089
Oct-01	16,608,340,519
Nov-01	17,901,280,722
Dic-01	16,768,281,850
Ene-02	15,612,857,014
Feb-02	14,754,137,014
Mar-02	15,935,917,398
Abr-02	17,862,984,758
May-02	17,270,790,959
Jun-02	15,961,383,529

% DE RECAUDO	93%
---------------------	------------

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

3.1.3 Sistema de información comercial (SIC). Un sistema de información es un conjunto formal de procesos que operando sobre una colección de datos estructurada de acuerdo con las necesidades de la empresa, que recopila elabora y distribuye la información necesaria para la operación de ésta y para las actividades de dirección y control correspondientes, apoyando la toma de decisiones necesarias para desempeñar las funciones y procesos del negocio de la empresa. Los sistemas de información surgen ante la necesidad de que fluya la información para así coordinar las acciones y tomar decisiones todo el conocimiento posible.

El sistema de información comercial se maneja según las necesidades de cada empresa teniendo como principal objetivo los aspectos administrativos como la compra de materiales e suministros y también maneja la información de los activos de la empresa, entre otras.

3.1.3.1 Funcionamiento y Estructura. El sistema de información comercial de ESSA funciona en ambiente multiusuario bajo sistema operativo UNÍX y base de datos ORACLE. El sistema está centralizado en la ciudad de Bucaramanga y se tiene acceso a través de un sistema de comunicaciones microondas desde las zonas (Barranca, San Gil, Barbosa, Málaga, Socorro y San Alberto) para brindar atención a los clientes en tiempo real.

* Información suministrada por la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

El software comercial contempla los siguientes módulos:

- **Facturación:** incluye los procesos de lectura, crítica de lecturas, facturación, verificaciones, recaudos, interfaz financiera y estadísticas. Dentro de este módulo se maneja uno de facturación horaria en ambiente cliente – servidor (gráfico) que permite controlar y facturar los consumos de grandes clientes (incluidos los peajes facturados a clientes de otras comercializadoras).
- **Servicios:** el módulo de servicios facilita la inclusión de clientes, las revisiones y reformas y el manejo de usuarios temporales.
- **Control de pérdidas:** Este módulo se encuentra en proceso de modernización para contemplar el control de los procesos de Balances de energía, Crítica de pérdidas, Laboratorio de medidores y liquidaciones de fraudes, bonificaciones y multas.
- **Cartera:** Este módulo también se encuentra en proceso de modernización ya que se requiere un mayor control sobre los procesos de suspensión y corte de usuarios morosos de la ESSA.
- **Atención al cliente:** este módulo permite llevar control de los diferentes tipos de reclamos realizados y sus correspondientes soluciones.
- **Facturación de otros servicios:** el SIC permite generar facturas por conceptos de venta de bienes y/o servicios conexos.
- **Vínculo cliente – transformador.** El SIC almacena dentro de la base de datos el vínculo cliente – transformador mediante el cual es posible realizar las compensaciones DES-FES definidas por la Resolución CREG-070.

El SIC almacena la historia de todos los procesos: lecturas, recaudos, facturaciones, duplicados, sanciones, suspensiones, modificaciones, auditoría, estadísticas.

3.1.3.2 Mecanismos de Control Utilizados. El SIC tiene como mecanismo de control una auditoría que se encuentra habilitada para registrar el cambio de datos sensibles como: tarifa, estrato, clase de servicio, lecturas, factor de multiplicación, nivel de tensión, carga instalada y contratada, dirección, nombre, saldo, antigüedad de la deuda. Así mismo, el acceso a los diferentes módulos de la aplicación se maneja a través de roles definidos de acuerdo con el cargo que cada funcionario desempeña en la ESSA dentro del área comercial.*

3.1.4 Sistema de Atención de Reclamos. El sistema de atención de reclamos facilita al funcionario de Atención al cliente el ingreso de todas las solicitudes verbales o escritas presentadas por los usuarios y la solución de acuerdo con el requerimiento. Los usuarios del SIC sólo pueden hacer modificaciones sobre las facturas (kWh y/o pesos) de acuerdo

* Información suministrada por la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

con los montos máximos asignados a cada uno, ya que sólo el jefe de la oficina de atención al cliente y de Penalización, quejas y reclamos (PQR) son los únicos que pueden realizar modificaciones sin límite alguno. Todas las modificaciones quedan registradas en el sistema de manera tal que una auditoría tendría la información necesaria para analizar cada ajuste realizado.*

3.2. ESTADO DE PERDIDAS DE LA EMPRESA

3.2.1 Organigrama y Presupuesto. ESSA contempla diferentes estrategias encaminadas a ampliar la cobertura y capacidad del sistema eléctrico con el fin de hacerlo más seguro y confiable, garantizando la prestación de un servicio de mejor calidad con un crecimiento proyectado a 5 años.

Nota: El organigrama general se puede ver en el anexo No. 3

El departamento de Control de Pérdidas pertenece al Área de la Gerencia Comercial, pero mientras se desarrolla el Proyecto de Ingresos Energéticos – PROINE, dependerá de la Dirección del Proyecto, a cargo de la Unidad de Ingeniería, la cual depende directamente de la Gerencia General. Si se refiere al presente año, el presupuesto asignado para Control de Pérdidas es de \$7.000 millones que incluye el PROINE.**

Para continuar con la problemática de las pérdidas que afectan a las empresas de distribución, se incluye ahora el concepto de indicadores de calidad de servicio DES y FES, cuyo impacto perturba el funcionamiento ideal de la empresa ya que la energía que no se factura, no se puede cobrar, y por otro lado cuando se exceden los límites establecidos por la CREG la empresa debe indemnizar al usuario por la no prestación del servicio.

3.2.2 Indicadores de calidad de servicio. El Consejo Nacional de Operación, en virtud de lo dispuesto en el referido Literal 1 del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, emitió la presente Resolución que resuelve en su artículo 1°. Establecer que los indicadores de calidad de servicio Prestado se medirán al nivel de circuito con base en los siguientes Indicadores.

3.2.2.1 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES). “Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es

* Información suministrada por la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

** Información suministrada por la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

interrumpido en un Circuito. Los OR's deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DES_c = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

Donde:

- DESc: Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.
 i: Interrupción i-ésima.
 t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.
 NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

3.2.2.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES).

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FES_c = NTI$$

Donde:

- FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.”¹¹

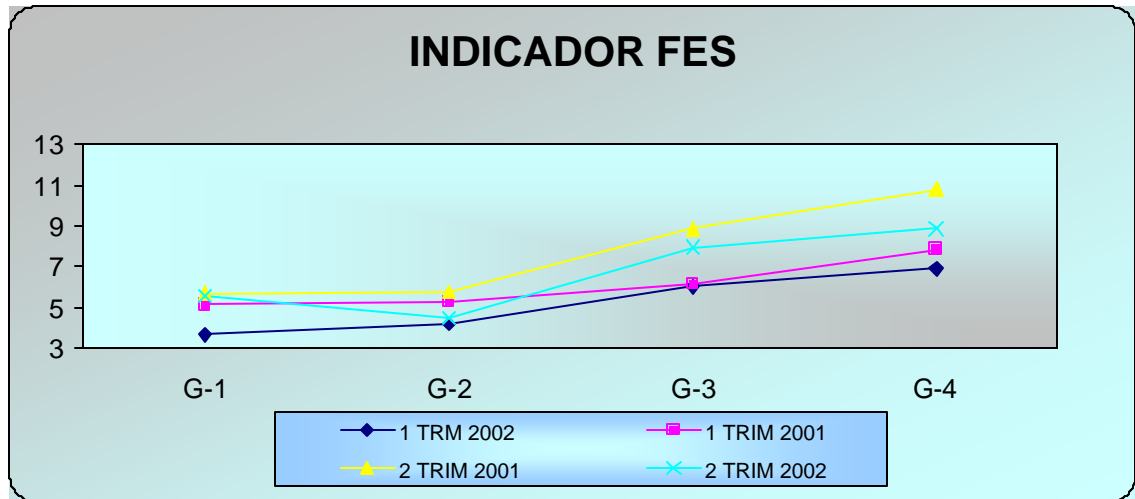
En la siguiente tabla y figuras se aprecian el comportamiento de los indicadores de calidad de prestación de servicio de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. ESP.

Tabla 8. Indicadores DES y FES de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

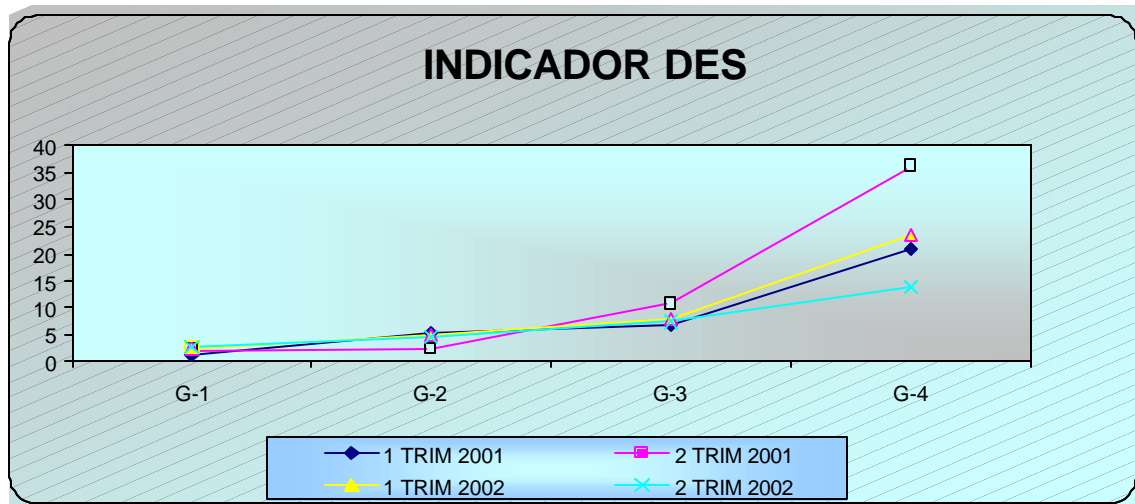
CLAS	NUMERO DE TRANS.				PROMEDIO FES				PROMEDIO DES			
	1trim	2trim	1trim	2trim	1trim	2trim	1trim	2trim	1trim	2trim	1trim	2trim
	2001	2001	2002	2002	2001	2001	2002	2002	2001	2001	2002	2002
G-1	3848	3929	4161	4220	5.14	5.72	3.65	5.54	2.56	2.53	1.25	2.17
G-2	602	627	753	757	5.26	5.74	4.18	4.48	4.49	4.93	5.39	2.28
G-3	1148	1280	1374	1390	6.19	8.89	6.03	7.98	7.40	7.90	6.89	10.74
G-4	10367	11628	12929	13082	7.86	10.82	6.89	8.89	13.72	23.55	20.94	36.15

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

¹¹ Comisión de Regulación de energía y Gas CREG.

Figura 23. Indicador FES de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Figura 24. Indicador DES de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

3.2.3 Índice de Pérdidas. La ley 142 de 1994 establece en el parágrafo del artículo 52 “Las empresas de servicios públicos presentarán ante las oficinas o unidades de planeación o a la unidad administrativa que haga sus veces en el respectivo ministerio, para su aprobación, un plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que se sirvan de base para el control que deben ejercer las auditorías externas. Este plan deberá evaluarse y actualizarse anualmente, teniendo como base esencial lo definido por las comisiones de regulación, de acuerdo con el inciso anterior. Estas oficinas de planeación deberán establecer los mecanismos para el cumplimiento de esta norma en un término no menor a 6

meses después de la vigencia de esta ley”.¹² Por tanto es función de la Comisión Nacional de Energía y Gas CREG definir criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permitan evaluar la gestión y los resultados de las empresas.

Con base en el anterior artículo se introducirán dentro del presente capítulo las definiciones necesarias para analizar los indicadores de ESSA y poder establecer los principales problemas a establecer.

3.2.3.1 Indicador de egresos. Los indicadores señalan el sentido de evolución de las unidades físicas de una variable, corresponden a datos que no son medibles y el control se ejerce a partir de datos basados en los hechos.

“A partir de lo establecido por la ley 142 artículo 52 y de la resolución 005 de 1996 de la CREG se establecen Indicadores para la gestión efectiva de las empresas de servicios públicos.

3.2.3.2 Indicador de ingresos.

- **Índice de Pérdidas:** El índice de pérdidas de energía representa el porcentaje de electricidad que se pierde por causas técnicas y no técnicas considerando como período de medición 1 año.

$$\text{Índice de Pérdidas} = \frac{\text{Energía}_{\text{ENTRADA}} - \text{Energía}_{\text{SALIDA}}}{\text{Energía}_{\text{ENTRADA}}} * 100$$

- **Recaudo Facturación servicio:** El recaudo del servicio corresponde al valor en pesos de los pagos realizados por los receptores de un servicio a la empresa prestadora durante los últimos doce meses. La facturación del servicio corresponde al valor en pesos de las facturas expedidas por una empresa por concepto de prestación de servicios durante los últimos doce meses.

$$\text{Recaudo/Facturación} = \frac{\text{Recaudo Servicio}}{\text{Facturación Servicio}} * 100 \text{”}^{13}$$

¹² Ley 142 de 1994

¹³ García Julio César. Sistemas de información comercial e indicadores críticos de éxito

Con base en las anteriores definiciones se introduce a continuación la tabla de índice de pérdidas ESSA, recopilando datos de los últimos 6 años.

Tabla 9. Índice de pérdidas

AÑO	INDICE DE PÉRDIDAS
1995	14.13
1996	14.48
1997	16.46
1998	19.60
1999	20.82
2000	21.23

Fuente. Documentación página ESSA. www.essa.com.co

Tabla 10. Gestión de pérdidas

CONCEPTO	META	RESULTADO
INGRESOS VCP		
Recuperación de pérdidas (Mill \$)	1.600	1.141
Revisiones y aforos (Mill \$)	105,6	105,6
LIQUIDACIÓN DE PROCESOS	Actividad	
REDUCCIÓN % PERDIDAS NO TÉCNICAS		
Revisor de instalaciones	50.000	31.640
Verificación equipos de medida	30.000	37.005
Instalación de medidores	2.000	2.480
INSTALACIÓN PILAS COMUNALES	10	1
CONTROL ADMINISTRATIVO Y TÉCNICO		
S/E móviles control de pérdidas	2	2
Acreditación laboratorio de medidores	100	Construcción planta física
Índice pérdidas por zonas	Actividad	No se llevó a cabo
Divulgación uso no fraudulento de energía	Actividad	No se llevó a cabo

Fuente. Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

3.2.4 Programas de control de pérdidas aplicados con anterioridad. Hace algunos años realizaron una gran inversión con el propósito de disminuir las pérdidas técnicas, remodelando redes en Bucaramanga y Barrancabermeja y construyendo nuevas subestaciones de distribución, por un valor aproximado de US\$ 32 millones. El departamento de control de pérdidas realiza actividades con la colaboración de la comunidad que se explicarán con mayor detenimiento en el ítem 3.2.4.1.

3.2.4.1 Programa para la disminución de usuarios sin medidor. A través del Dpto. de Control de pérdidas y la Oficina de Relaciones con la comunidad, la Electrificadora de Santander realiza una orientación a los habitantes de diversos sectores del departamento en relación con la manera de impulsar proyectos de desarrollo comunitario con el respaldo de las diversas instituciones del Estado y la empresa privada. Con esto se permite recoger información sobre el impacto de la tarea institucional para el mejoramiento del servicio.

La Electrificadora de Santander realiza programas con la población de escasos recursos con el fin de que también ellos se beneficien de las bondades de la energía eléctrica y puedan de alguna manera mejorar su nivel de vida con las posibilidades de desarrollo que le brinda este recurso.

Contar con un medidor es una norma para obtener los servicios públicos, factor este que no resulta nada fácil para estas familias que viven regularmente de la economía informal lo que no les permite cancelar el valor del medidor. Por esto la Electrificadora de Santander ESSA desde principios del 2000 viene trabajando conjuntamente con las juntas de acción comunal de los barrios subnormales para que conozcan y se beneficien del plan de disminución de Clientes sin contador consistente en la financiación del medidor.

Inicialmente el interesado se inscribe como beneficiario cancelando la cuota inicial con lo que obtiene el derecho a gozar del suministro legal del servicio y el saldo se le divide en 36 cuotas mensuales. El valor total del programa por usuario es de \$156.000.

Con este programa se ha favorecido a cerca de un 60% de familias de barrios periféricos de tipo subnormal que antes dependían de la aprobación de un servicio provisional.

Para beneficiarse con el programa de la acometida debe tener las siguientes características:

Materiales para acometida monofásica:

- Alambre de aluminio aislado ASC N.8
- Alambre de cobre aislado calibre No. 10
- Alambre de cobre desnudo No. 8 – tierra
- Alambre de cobre desnudo No. 10 para continuidad
- Caja para interruptores termomagnéticos de 4 unidades
- Caja para medidor tipo B
- Conduleta de 3/4" monofásica
- Cruceta con aisladores
- Pin de corte de 30 A

- Interruptores termomagnéticos de 15 A. Westinghouse
- Tubo conduit PVC de 3/4" tipo liviano
- Varilla de cobre 50 cm. Cooperweld

Según cifras del año 2000 la Electrificadora de Santander afirma haber recuperado 1.141 millones de pesos correspondientes a pérdidas de energía; llevando a cabo 31.640 revisiones de instalaciones, igualmente se cumplió con el programa de verificación de equipos de medida con un logro de 37.005 revisiones a medidores.

Como resultado de las acciones adoptadas por la Electrificadora de Santander ESSA para contrarrestar las pérdidas de energía, en la tabla 11 se recopilan los datos de los resultados de dichas acciones durante los últimos 6 años

Tabla 11. Sanciones y energía recuperada

AÑO	Revisiones	# de Clientes sancionados	Energía Recuperada (MWh)	% Acierto
1996	43977	1967	3374.23	4.47
1997	41286	3348	3411.31	8.11
1998	22729	3507	7054.97	15.43
1999	24800	3691	6221.70	14.88
2000	37005	4341	3429.91	11.73
2001*	21318	2463	4576.42	11.55
TOTAL	191115	17350	28068.54	9.08
*Datos a Julio de 2001				

3.2.5 Matriz de número de clientes y consumo por sector de ESSA. Para poder determinar la matriz de discriminación de pérdidas en función de su origen de la Electrificadora de Santander es necesario conocer el número de usuarios de cada estrato o grupo de consumo, así como también la demanda de cada tipo de usuario, para obtener estos datos.

A continuación se realizan cálculos en donde se describe como se realizó la aproximación de la demanda de los usuarios con y sin medidor, basados en los datos de la composición de los usuarios de ESSA que se encuentra en la tabla 2 y en la siguiente ecuación de la elasticidad^{*}:

* Criterios y procedimientos para el análisis económico de proyectos de reducción de pérdidas. Luis E. Gutiérrez. Banco Interamericano de Desarrollo. OLADE

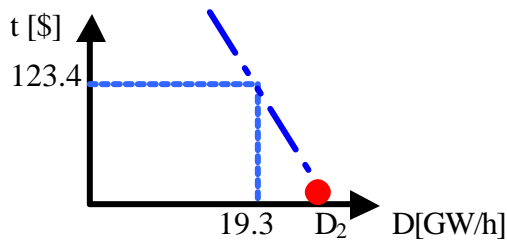
$$\varepsilon = \frac{dD}{dt} * \frac{t}{D}$$

Usuarios residenciales

Estratos 1 y 2

Demanda:

La demanda total de los estratos 1 y 2 es de 19.279307kWh ~ **19.3GW**



Para encontrar la demanda de clientes con medidor y sin medidor sea cual sea su estrato o tipo se realizó la siguiente aproximación:

$$\varepsilon = \frac{dD}{dt} * \frac{t}{D}$$

$$\varepsilon = \frac{D_2 - D_1}{t_2 - t_1} * \frac{t_1}{D_1}$$

$$\varepsilon = \frac{D_2 - D_1}{t_1} * \frac{t_1}{D_1}$$

$$\varepsilon = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$$

$$D_1 \varepsilon = D_1 - D_2$$

$$D_1 * (1 - \varepsilon) - D_2 = 0$$

$$D_1 * (1 - (-0.5)) - D_2 = 0$$

$$1.5 * D_1 - D_2 = 0$$

$$(1) \quad D_2 = 1.5 * D_1^*$$

D_1 = Demanda de usuarios con medidor

D_2 = Demanda de usuarios sin medidor

t = Tarifa

ε = Elasticidad

$$(2) \quad \# \text{Usuarios CON MEDIDOR } (D_1) + \# \text{ Usuarios SIN MEDIDOR } (D_2) = \text{Usuarios } T (D_T)$$

Cambiando el valor de D_2 de la ecuación (1) en la ecuación (2) según la tabla 2. tenemos:

$$220.468 * D_1 + 12.434 (1.5D_1) = 19.279.307 \text{ KWh}$$

$$220.468 * D_1 + 18.651 * D_1 = 19.279.307 \text{ KWh}$$

* El procedimiento utilizado para llegar a ésta ecuación, aplica para todos los usuarios.

$$D_1 = \frac{19.279.307}{239.119} = 80.6264 \text{ KWh}$$

$$D_2 = 1.5 * 80.6264 = 120.9396 \text{ kWh}$$

Demanda de usuarios con medidor = $80.6264 * 220.468$

Demanda de usuarios sin medidor = $120.9396 * 12.434$

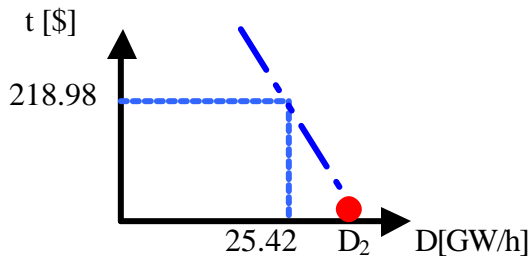
La demanda estimada de los usuarios con medidor es de 17.775.541 KWh

La demanda estimada de los usuarios sin medidor es de 1.503.763 KWh

Estratos 3 al 6

Demanda:

La demanda total los estratos 3 al 6 es de 25.415.243 kWh ~ 25.42 GWh



Según la ecuación utilizada en la parte anterior de los usuarios estrato 1 y 2 tenemos:

$$(1) \quad D_2 = 1.5 * D_1$$

$$(2) \quad \# \text{USUARIOS CON MEDIDOR} (D_1) + \# \text{USUARIOS SIN MEDIDOR} (D_2) = \text{USUARIOS}_T (D_T)$$

Cambiando el valor de D_2 de la ecuación (1) en la ecuación (2) según la tabla 2. tenemos:

$$165.288 * D_1 + 259 (1.5D_1) = 25.415.243 \text{ KWh}$$

$$165.288 * D_1 + 388,5 * D_1 = 25.415.243 \text{ KWh}$$

$$D_1 = \frac{25.415.243}{165.676,5} = 153,4028 \text{ KWh}$$

$$D_2 = 1.5 * 153,4028 = 230,1042 \text{ kWh}$$

Demanda de usuarios con medidor = $153,4028 * 165.288$

Demanda de usuarios sin medidor = $230.1042 * 259$

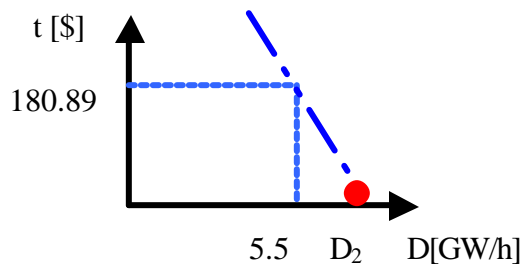
La demanda estimada de los usuario con medidor es de 25.355.564,2KWh
 La demanda estimada de los usuarios sin medidor es de 59.597KWh

Usuarios no residenciales

Oficial:

Demanda:

La demanda total del sector oficial es de 5.503.268 kWh ~ 5.5 GWh



$$(1) \quad D_2 = 1.5 * D_1$$

$$(2) \quad \# \text{USUARIOS CON MEDIDOR } (D_1) + \# \text{ USUARIOS SIN MEDIDOR}(D_2) = \text{USUARIOS } T(D_T)$$

Cambiando el valor de D_2 de la ecuación (1) en la ecuación (2) según la tabla 2. tenemos:

$$4.182 * D_1 + 263 (1.5D_1) = 5.503.268 \text{ KWh}$$

$$4.182 * D_1 + 394.5 * D_1 = 5.503.268 \text{ KWh}$$

$$D_1 = \frac{5.503.268}{4.576,5} = 1.202,5 \text{ KWh}$$

$$D_2 = 1.5 * 1202,5 = 1803,7 \text{ kWh}$$

$$\text{Demanda de usuarios con medidor} = 1.202,5 * 4.182$$

$$\text{Demanda de usuarios sin medidor} = 1.803,7 * 263$$

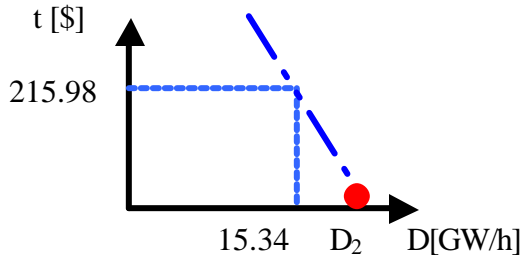
La demanda estimada de los usuario con medidor es de 5.028.855KWh

La demanda estimada de los usuarios sin medidor es de 474.373,1 KWh

Comercial

Demanda:

La demanda total del alumbrado público es de 15.344.385kWh ~ 15.34 GWh



$$(1) \quad D_2 = 1.5 * D_1$$

$$(2) \quad \# \text{Usuarios CON MEDIDOR } (D_1) + \# \text{ Usuarios SIN MEDIDOR } (D_2) = \text{Usuarios } T (D_T)$$

Cambiando el valor de D_2 de la ecuación (1) en la ecuación (2) según la tabla 2. tenemos:

$$28.713 * D_1 + 1.687 (1.5D_1) = 15.344.385 \text{ kWh}$$

$$28.713 * D_1 + 2.530,5 * D_1 = 15.344.385 \text{ kWh}$$

$$D_1 = \frac{15.344.385}{31.243,5} = 491,12 \text{ kWh}$$

$$D_2 = 1.5 * 491,12 = 736,7 \text{ kWh}$$

$$\text{Demanda de usuarios con medidor} = 491,12 * 28.713$$

$$\text{Demanda de usuarios sin medidor} = 736,7 * 1.687$$

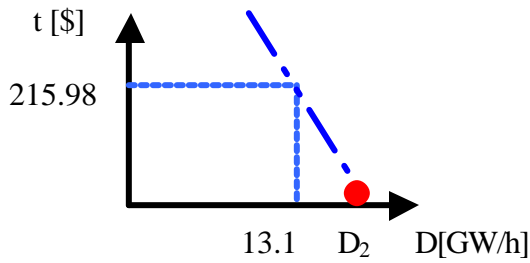
La demanda estimada de los usuario con medidor es de 14.101.528,56KWh

La demanda estimada de los usuarios sin medidor es de 1.242.812,9 KWh

Industrial

Demanda:

La demanda total del alumbrado público es de 13.015.422 kWh ~ 13.1 GWh



$$(1) \quad D_2 = 1.5 * D_1$$

$$(2) \quad \# \text{Usuarios CON MEDIDOR } (D_1) + \# \text{ Usuarios SIN MEDIDOR}(D_2) = \text{Usuarios}_T(D_T)$$

Cambiando el valor de D_2 de la ecuación (1) en la ecuación (2) según la tabla 2. tenemos:

$$4.886 * D_1 + 256 (1.5D_1) = 13.015.422 \text{ KWh}$$

$$4.886 * D_1 + 384 * D_1 = 13.015.422 \text{ KWh}$$

$$D_1 = \frac{13.015.422}{5.270} = 2469,72 \text{ KWh}$$

$$D_2 = 1.5 * 2.469,72 = 3.704,58 \text{ kWh}$$

$$\text{Demanda de usuarios con medidor} = 2.469,72 * 4.886$$

$$\text{Demanda de usuarios sin medidor} = 3.704,58 * 256$$

La demanda estimada de los usuarios con medidor es de 12.067.051,92KWh

La demanda estimada de los usuarios sin medidor es de 984.372,48 KWh.

A continuación se presenta una matriz de clientes y consumo por sector de la Electrificadora de Santander, basados en la tabla 2

Tabla 12. Matriz de número de clientes y consumo por sector de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

	USUARIOS CON MEDIDOR	USUARIOS SIN MEDIDOR	USUARIOS NO CLIENTES
NO REGULADOS	91 Clientes 8.831.805 kWh		196 Clientes 10.750.914 kWh
REGULADOS NO RESIDENCIALES	37.783 Clientes 31.280.201 kWh	2.309 Clientes 9.095.193 kWh	
REGULADOS ESTRATOS 3,4,5,Y6	165.288 Clientes 25.355.564 kWh	259 Clientes 59.597 kWh	
REGULADOS ESTRATOS 1Y2	220.468 Clientes 17.775.541 kWh	12.434 Clientes 1.503.763 kWh	3.200 Usuarios 384.000 kWh

En este capítulo se han mostrado factores fundamentales que se deben tener en cuenta a la hora de aplicar un proyecto de reducción de pérdidas para las empresas de distribución, porque el éxito de dicho proyecto depende del tipo información con el que se cuente. Para poder emplear un programa de reducción de pérdidas, es necesario contar con los datos que se muestran en la tabla anterior con el número de usuarios y kWh de consumo de cada sector. En el siguiente capítulo se presentará en forma detallada la matriz de discriminación de pérdidas por sector de consumo que hace parte de la metodología para realizar un proyecto de reducción de pérdidas de la Electrificadora de Santander con el que se pueda obtener unas posibles medidas que podrían ser adoptadas a lo largo del programa.

4. DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA EFECTIVA PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS

Este capítulo presenta un plan general para la reducción y control de pérdidas que incide, por una parte, en la proyección de la demanda y de la factura de las compras; y por otra, el incremento de la factura de ventas. Además, implica aplazamiento de la inversión para la Electrificadora de Santander. Por otra parte, éste plan puede ser adoptado por cualquier otra empresa de distribución, con los respectivos ajustes.

4.1. METODOLOGÍA

Los programas de reducción y control de pérdidas deben tener como base el planeamiento y diseño de una metodología que involucre la administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución de la empresa de energía eléctrica.

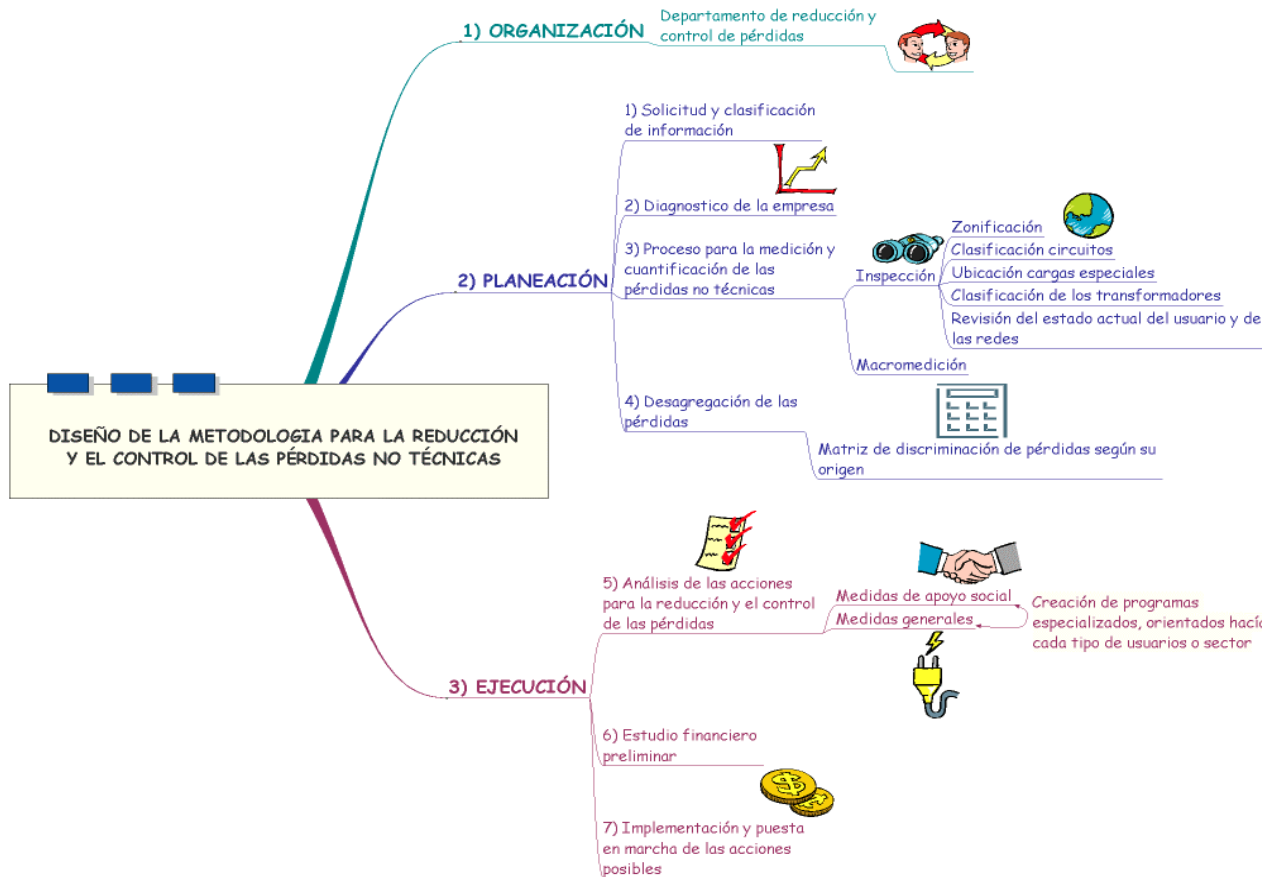
La presente propuesta metodológica contempla aspectos señalados y desarrollados anteriormente, como la concepción y posterior complementación del formulario de encuesta para el mejoramiento de la eficiencia en empresas de distribución (Anexo 2), el análisis de la información recibida como respuesta al envío del formulario a la Electrificadora y la aplicación de la matriz de discriminación de pérdidas según su origen. Teniendo esto como punto de partida se continúa la implementación de la metodología.

La implementación de una metodología para el mejoramiento de la eficiencia en empresas de distribución, desencadena un conjunto de acciones basada en 3 grandes actividades:

1. Organización
2. Planeación
3. Ejecución

Dichas actividades serán desarrolladas dentro de un departamento especializado en el control y reducción de pérdidas. Por tanto este será el encargado de buscar constantemente las mejores alternativas para la empresa distribuidora, de allí la importancia que tienen las tres grandes actividades mencionadas anteriormente y que mas adelante serán explicadas con mayor detalle.

A continuación se presenta en un mapa mental, el diseño de la metodología para el control y reducción de las pérdidas no técnicas que en este proyecto se propone.



Como se puede observar el soporte de esta metodología se encuentra en la organización, la planeación y la ejecución, actividades ya mencionadas y que en resumen son el método más ordenado y eficaz de abarcar las pérdidas no técnicas.

En el mapa mental se pueden apreciar 7 pasos que de seguirlos sucesivamente son una manera práctica y eficiente de resolver los problemas que las pérdidas no técnicas representan para las finanzas en las distribuidoras de energía.

Tal como se indica en el mapa mental los programas especializados orientados hacia cada tipo de usuario o sector deben ser la prioridad del departamento de control de pérdidas, ya que cada clasificación de cliente, necesita medidas adecuadas a su propia situación. A continuación se explica de manera más extensa y descriptiva la metodología que con el mapa mental a sido visualizada.

4.1.1 Organización. La puesta en marcha de un plan para el control y reducción de pérdidas implica el análisis del estado en el que se encuentra la empresa, para esto el primer paso a seguir es hacer un análisis de la desagregación de las pérdidas.

En los capítulos 2 y 3 se ha explicado en que consiste y cómo se realizó la desagregación para el caso particular de la Electrificadora de Santander. Dicha desagregación indica los niveles de pérdidas por cada grupo de usuarios clasificados en la matriz de discriminación de pérdidas según su origen, por tanto permite determinar cual de éstos se debe atender con prioridad. Una vez se recopile toda la información, se pone en marcha la segunda actividad que se expone en el numeral 4.1.2

4.1.1.1 Identificación de las Pérdidas no técnicas. Según los datos comerciales de ESSA se puede calcular las pérdidas no técnicas. Se debe considerar una estimación con la energía distribuida y la energía facturada de ESSA. Según el numeral 1.5 y los datos del balance de energía, se tiene:

$$L_{NT} = E_{DISP} - L_T - E_F$$

Donde:

E_{DISP} : Energía disponible estimada.
 E_F : Energía total facturada
 L_T : Pérdidas técnicas estimadas.
 L_{NT} : Pérdidas no técnicas¹⁴

Aplicando la anterior fórmula con los datos de ESSA tenemos;

E_{disp} : 2227.1GWh
 E_F : 1754,3GWh
 L_T : 211,57GWh = 9.5%

$L_{NT} = 2227,1GWh - 211,57GWh - 1754,3GWh$
 $L_{NT} = 261,23GWh = 11.7\%$ al año

4.1.1.2 Desagregación de las pérdidas según su origen. Se debe aclarar que la única manera hasta el momento existente para desagregar las pérdidas es por medio de trabajos de campo como mediciones, inspecciones, etc., trabajos que desde luego se salen del alcance de la metodología planteada en este documento, luego lo que este proyecto pretende, es la estimación de las pérdidas lo mas cercana a la realidad de acuerdo a las

¹⁴ Ibid., p. 3-6.

experiencias de empresas de distribución que ya han aplicado un programa de reducción de pérdidas. A continuación se presenta la desagregación de las pérdidas.

4.1.1.2.1 Pérdidas por usuarios sin medidor. Con base en los cálculos del capítulo anterior numeral 3.2.5, y en la elasticidad de la demanda en los que se calculó la demanda por cada grupo de usuarios, aplicamos el siguiente método para encontrar las pérdidas.

Usuarios residenciales

Estratos 1 y 2

Demanda promedio de usuarios con medidor (D_1) = 80,6264

Demanda promedio de usuarios sin medidor (D_2) = 120,9396

Pérdidas = ($D_2 - D_1$) # usuarios sin medidor

Pérdidas = (120,9396 – 80,6264) * 12,434

Pérdidas = 501.254,33KWh \cong 0.501GWh

Estratos 3 al 6

Demanda promedio de usuarios con medidor (D_1) = 153,4028

Demanda promedio de usuarios sin medidor (D_2) = 230,1042

Pérdidas = ($D_2 - D_1$) # usuarios sin medidor

Pérdidas = (230,1042 – 153,4028) * 259

Pérdidas = 19.865,66KWh \cong 0.019GWh

Usuarios no residenciales

Oficial

Demanda promedio de usuarios con medidor (D_1) = 1.202,5

Demanda promedio de usuarios sin medidor (D_2) = 1.803,7

Pérdidas = ($D_2 - D_1$) # usuarios sin medidor

Pérdidas = (1.803,7 – 1.202,5) * 263

Pérdidas = 158.115,6KWh \cong 0,15GWh

Comercial

Demanda promedio de usuarios con medidor (D_1) = 491,12

Demanda promedio de usuarios sin medidor (D_2) = 736,7

Pérdidas = ($D_2 - D_1$) # usuarios sin medidor

Pérdidas = (736,7 – 491,12) * 1,687

Pérdidas = 414.293,46KWh \cong 0,41GWh

Industrial

Demanda promedio de usuarios con medidor (D_1) = 2.469,72

Demanda promedio de usuarios sin medidor (D_2) = 3.704,58

Pérdidas = ($D_2 - D_1$) # usuarios sin medidor

Pérdidas = (3.704,58 - 2.469,72) * 256

Pérdidas = 316.124,16KWh \cong 0.32GWh

4.1.1.2.2 Pérdidas por usuarios no clientes estratos 1 y 2. Estos usuarios como en varias ocasiones se ha mencionado, son aquellos que toman la energía directamente de la red, por lo tanto toda la energía que estas personas consumen son pérdidas para ESSA. Como se tiene un estimado del número de usuarios que pertenecen a este grupo entonces:

de usuarios: 3.200

Consumo promedio: Estrato 1 y 2 = 120KWh

Pérdidas = 3.200 * 120KWh

Pérdidas = 0,324GWh

4.1.1.2.3 Pérdidas por usuarios con medidor. Debido a que dentro de este tipo de usuarios es compleja la estimación de las pérdidas, entonces se procedió a hacer este cálculo haciendo una aproximación, tomando como referencia las otras empresas de distribución de similares características de ESSA donde se ha realizado un estudio de estimación de pérdidas. No obstante es bueno recalcar que la única forma de cuantificar estas pérdidas es por medio de la macromedición, aunque lo realizado en esta metodología puede ser tomado de manera preliminar en un proyecto de reducción de pérdidas.

4.1.1.2.4 Pérdidas por clientes de otras comercializadoras. Al igual que los anteriores clientes éstas pérdidas fueron estimadas de acuerdo a las experiencias de las otras empresas de distribución de similares características a las de ESSA, sin embargo para estimar este tipo de pérdidas es necesario hacer inspecciones y mediciones de grandes clientes.

A continuación se presenta la matriz de discriminación de pérdidas de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P., según la anterior información y basados en la tabla 12

Tabla 13 Matriz de discriminación de pérdidas en función de su origen de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

	CLIENTES CON MEDIDOR	CLIENTES SIN MEDIDOR	USUARIOS NO CLIENTES	USUARIOS TOTALES
NO REGULADOS	91 Clientes 0,009GWh 0,0041%		196 Clientes 0,006GWh 0,023%	287 Clientes 0,015GWh 0,027%
REGULADOS NO RESIDENCIALES	37.781 Clientes 84,74GWh 3,82%	2.206 Clientes 0,9GWh 0,04%		39.987 Clientes 85,64GWh 3,86%
REGULADOS ESTRATOS 3,4,5,Y6	165.288 Clientes 38,35GWh 3,58%	259 Clientes 0,02GWh 0,0009%		165.547 Clientes 38,37GWh 3,6%
REGULADOS ESTRATOS 1Y2	220.468 Clientes 91,43GWh 4,17%	12.434 Clientes 0,56GWh 0,025%	3.200 Usuarios 0,39GWh 0,0175%	236.102 Clientes 92,38GWh 4,22%
TOTALES	423.628 Clientes 214,53GWh 11,57%	14.899 Clientes 1,48GWh 0,064%	3.396 Usuarios 0,4GWh 0,004%	441.923 Clientes 216,05GWh 11,73%

Los porcentajes de pérdidas fueron encontrados según las ventas de la tabla 4 cuyo valor es de 2.230GWh.

4.1.2 Planeación. Esta actividad consiste en realizar la gestión del plan de reducción de pérdidas. Para la puesta en marcha de esta segunda actividad se hace necesario formar un departamento especializado para la implementación del programa de control y reducción de pérdidas.

Este departamento deberá formarse con personas especializadas en el tema y lo más importante es que debe ser independiente de la parte administrativa de la empresa, ya que no se debe olvidar que dentro de las pérdidas a reducir se encuentran las administrativas (descuidos en la calibración, operarios que pasan por alto anomalías, etc.), por esto el departamento de control de pérdidas debe ser lo más autónomo posible dentro del organigrama general de la empresa.

Otro aspecto a tener en cuenta, es que debe crearse una base de datos propia de este departamento, independiente de la empresa para que la información que se maneje confidencialmente y un reflejo exacto de la realidad.

El principal objetivo de este grupo de personas es encargarse de planear, contratar y controlar el desempeño de las empresas consultoras y/o contratistas cuya función será la ejecución de las actividades propuestas. El grupo élite tiene a la cabeza un director que tendrá dentro de sus funciones, dirigir y supervisar el proyecto, aparte de esto, recibirá asesorías técnicas (especializada en pérdidas), asesoría jurídica y también requerirá de servicios administrativos que se encarguen de los informes, servicios sociales y asesoría en la parte de sistema para el manejo de la base de datos.

4.1.3 Ejecución. Basados en la realización de programas similares, adoptados con anterioridad por otras empresas con resultados efectivos, se incluye dentro de la presente investigación la ejecución de un plan de control de pérdidas que involucra la realización de los siguientes tres proyectos; teniendo en cuenta las resoluciones de la CREG respecto al tema

La comisión de regulación de energía y gas CREG definió metas mínimas de reducción de pérdidas para el quinquenio 1998 - 2002. Con base en la regulación vigente que establece la meta del índice de pérdidas de energía a partir de enero del 2002 es de 14.75% para el nivel de tensión 1 medido desde bornes del generador, lo cual considera un valor del 9.5% en un sistema de distribución.*

Como se ha mencionado éstos tres proyectos surgen de las experiencias de las empresas de distribución que ya han aplicado un programa de disminución de pérdidas efectivo, como lo es el caso de CODENSA. Tales programas dependen de la organización propia de cada empresa distribuidora. A continuación se presenta una propuesta que podría ser adoptada por la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

- Proyecto de disminución de pérdidas que atendería a los grandes clientes propios y de otras comercializadoras
- Proyecto de disminución de pérdidas que atendería a los clientes no residenciales y residenciales estratos 3, 4, 5, y 6
- Proyecto de disminución de pérdidas que atendería los clientes estrato 1 y 2 y usuarios no clientes.

* Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG

La denominación de cada uno de estos proyectos conviene hacerla con tacto y debe ser enfocada hacia la calidad del suministro de la energía o el mejoramiento del servicio al cliente y no se deben nombrar temas relacionados con pérdidas, hurto o fraude, para evitar malos entendidos dentro de los clientes como lo ocurrido en el caso de la costa donde las personas se valieron de diversos métodos para evitar el ingreso del personal de la empresa distribuidora e impedir el cumplimiento del trabajo. Ante todo se debe hacer claridad que en un proyecto de reducción de pérdidas no se debe perder el sentido social ya que esto llevaría al fracaso de este, ya que las acciones que se tomen para reducir las pérdidas necesitan en gran medida de la colaboración de los clientes o usuarios del servicio.

Para el caso de la Electrificadora de Santander se han señalado los siguientes tres programas:

1. Programa de normalización de grandes clientes (PNGC)
2. Programa de mejoramiento del servicio al cliente (PMSC)
3. Programa de mejoramiento en distribución (PMD)

4.1.3.1 Usuarios no clientes y grandes clientes. Dentro de este grupo de clientes no son tan frecuentes las pérdidas no técnicas debido a que por estar en los niveles II y III de tensión, es decir con cargas instaladas \geq de 100 kW o consumos \geq a 55 MWh/mes, requieren mayor vigilancia y medidas periódicas y cuidadosas, de allí que las mayores pérdidas se esperen de los clientes de nivel I. La estimación de las pérdidas de los clientes no regulados se hace mediante la inspección. Los usuarios no clientes se pueden clasificar en dos grupos, los clientes no regulados de otros comercializadores y también los usuarios de zonas de invasión o desplazados.

4.1.3.1.1 Clientes de otros comercializadores. En este grupo de clientes se puede estimar las pérdidas por medio de la macromedición de una muestra estadística de los transformadores, en forma aleatoria para que se pueda aplicar métodos estadísticos. Este grupo es importante de tratar ya que si se reporta una demanda menor por parte de estos, afectaría directamente al pago o peaje que estos pagan a ESSA por el uso de sus redes.

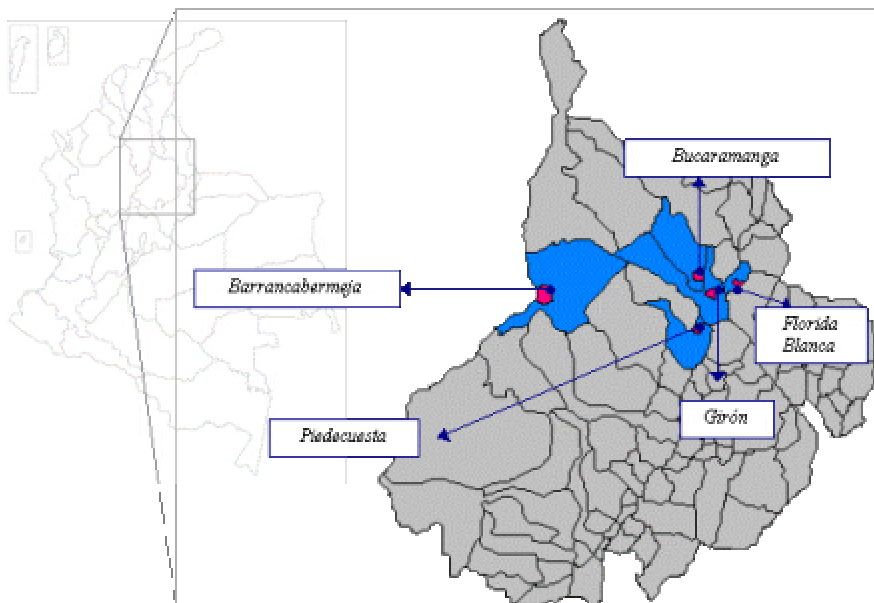
4.1.3.1.2 Servicios no gestionables o carenciados. Como su palabra lo indica este tipo de usuarios se encuentra en zonas ilegales de invasión o subnormales, en Santander encontramos mayor número de casos en ciudades como lo son Barrancabermeja, Bucaramanga y alrededores como Floridablanca, Girón, Piedecuesta, debido a la cantidad de desplazados que cada vez con mayor frecuencia llegan a los grandes municipios del departamento. Estos usuarios se conectan al circuito secundario con sus propios medios colocando su vida en peligro y ocasionando pérdidas originadas en consumos altos en el caso de zonas de invasión típica de centros urbanos. En este sector además de suplir

energía a viviendas de usuarios residenciales, se encuentran establecimientos de pequeños comercios e industrias cuyos consumos son bastante superiores a los de stratos residenciales

Se estima en Santander una cifra de 15.350 de desplazados, no obstante esto no significa que tal cantidad sea de posibles infractores que realicen algún tipo de fraude, de allí que se torne un poco complejo encontrar el origen de las pérdidas, por ejemplo en las afueras de Bucaramanga en los últimos años sé esta incrementando el número de barrios marginales y esto podría indicar donde probablemente estaría el grueso de los infractores y de allí partir con una inspección en dichos hogares. Santander es el quinto departamento receptor más grande, con una cifra acumulativa de 2,745 hogares durante el 2000, y Bucaramanga como el décimo municipio receptor más grande, con 932 hogares registrados o 2.36% del total nacional.¹⁵

Las causas que los obligaron a migrar en los últimos años, el 38% lo atribuye al combate entre grupos armados y 31% a violencia generalizada. El 24% citó acciones de paramilitares como causa principal y únicamente un 5% citó a la guerrilla. Únicamente un 2% citó extrema pobreza y no se hizo mención alguna de las fumigaciones como causa de los desplazamientos entre 1999 y enero de 2001.

Figura 25. Zonas de desplazamiento del Departamento de Santander



OIM Colombia (Organización Internacional para las Migraciones)

¹⁵ Datos proporcionados por OIM Colombia (Organización Internacional para las Migraciones)

4.1.3.2 Usuarios estratos 1 y 2. Dentro de este tipo de usuarios se presentan las siguientes anomalías, no obstante se pueden encontrar dentro de otro grupo de usuarios, pero debido a su condición socioeconómica se encuentran con mayores índices de infracción:

4.1.3.2.1 Servicios Directos. Estos clientes están geográficamente localizados y las pérdidas se originan por el excesivo consumo en la mayoría de los casos de clientes que como no tienen medidor pagan una factura fija que corresponde al consumo promedio del estrato socioeconómico al cual pertenecen. En este caso también se determinan las pérdidas por macromedición. A continuación se hará una estimación de la desagregación de las pérdidas no técnicas.

4.1.3.2.2 Clientes regulados con Lectura. Dentro de este grupo es compleja la estimación de las pérdidas y la desagregación de estas por sus causas, debido a la localización geográfica de los infractores por lo que se denominan también “no localizados geográficamente”. Debido a ello se utiliza el Modelo IPI, con este modelo se determina el Índice de Potencialidad de la Infracción IPI mediante el análisis estadístico y el vínculo de las bases de datos comercial y técnica.

Las pérdidas en este grupo pueden ser responsabilidad de los clientes cuando corresponden a conexiones clandestinas, medidores adulterados o a utilización comercial o industrial dolosa o puede ser responsabilidad de la empresa en este caso de ESSA S.A. E.S.P. cuando corresponden a problemas administrativos durante el proceso de facturación: Consumos públicos no medidos (alumbrado), errores y omisiones en la lectura de medidores, contadores descalibrados o descompuestos o inadecuados, o actitudes del personal inescrupuloso que reporta consumos inferiores. Las pérdidas de los usuarios regulados con medidor también se estiman por macromedición.

4.1.3.2.2.1 Índice de potencialidad de infracción (IPI). Se realiza una asociación de usuarios levantados en terreno, es decir para cada cliente existe una facturación comercial y a éste se le asocia un transformador de distribución. A partir de este vínculo se determina el (IPI)*, cuya metodología incluye un conjunto de procedimientos para el análisis de la facturación de grupos homogéneos de usuarios, basados en metodologías probabilísticas.

El índice permite definir un indicador del grado o nivel de potencialidad de que un usuario sea infractor y, por lo tanto, permite establecer un procedimiento para la búsqueda de infractores. Los usuarios seleccionados en esta metodología pueden tener fraude físico por

* Induce de Potencialidad de Infracción Fuente Ing. Ramón Antolinez González

intervención del medidor o de la acometida; o pueden corresponder a usuarios mal facturados debido a deficiencias en el proceso de facturación.

El modelo IPI determina cuatro grandes grupos de usuarios con diferentes características:

- Usuarios con IPI alto – fraudulentos
- Usuarios con consumo extremadamente pequeño respecto a la medida del grupo
- Usuarios con consumo cero
- Usuarios con consumo extremadamente grande respecto a la media del grupo

Los usuarios que queden incluidos en cualquiera de estos grupos obtenidos mediante la aplicación del modelo, son sospechosos de estar en condiciones de fraude o pueden corresponder a usuarios con los cuales se están cometiendo errores en el proceso de facturación o medición.

La clasificación de un usuario en los grupos 2 y 3 puede obedecer a varias razones: El usuario no existe físicamente (tal vez existió en el pasado); el medidor está dañado o se está cometiendo fraude en la instalación, o hay errores en la facturación.

La revisión oportuna de éstos usuarios permite detectar estos problemas y además mejorar el rendimiento y la efectividad en la búsqueda de infractores, facilita corregir los archivos de facturación eliminando usuarios no existentes o detectando errores en el proceso.

La razón más probable de que existan usuarios en el grupo 4 puede radicar en una mala estratificación o en una clasificación según actividad económica diferente a la de su grupo. Por ejemplo, usuarios que eran residenciales en el pasado, pero que debido a cambios de uso de vivienda son ahora usuarios comerciales o industriales y este cambio no se ha registrado en facturación.

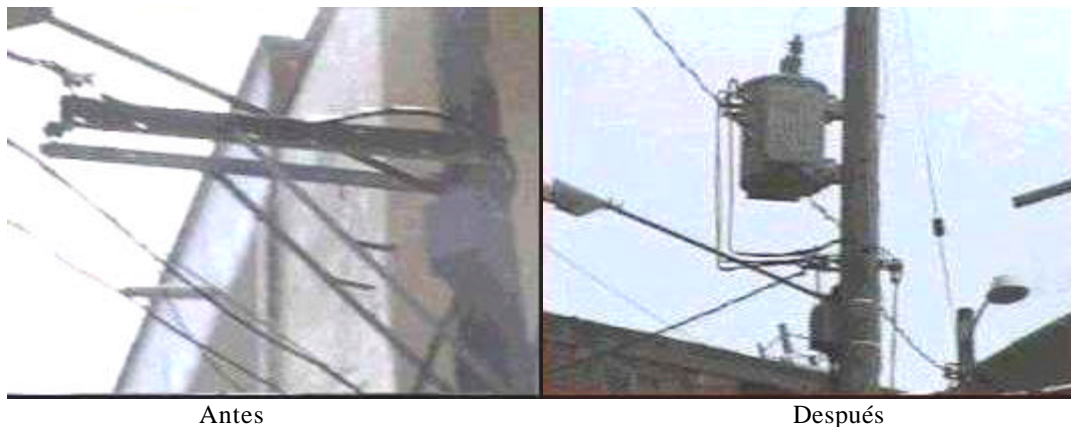
El aspecto más importante a tener en cuenta de la implementación de esta medida consiste en que si no se tiene una base de datos de los usuarios fraudulentos en la empresa, esta medida no se puede ejecutar.

Se considera importante para el desarrollo de la investigación incluir la perspectiva de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P., acerca de cómo cataloga el fraude de energía eléctrica. Como respuesta a este interrogante encontramos que considera como fraude las siguientes anomalías:

- Aumento de carga sin autorización. Se presenta cuando un servicio de energía provisional sin contador es encontrado con una carga superior a la reportada en la solicitud de servicio.
- Adulteración del equipo de medida. Consiste en la alteración de cualquiera de los elementos integrantes de un equipo de medida (transformadores de corriente y tensión y medidores), ya sea en su propia estructura o en su conexión, de tal forma que implique un registro de energía inferior al realmente consumido. Cuando se trate de medidores electromecánicos se considerará como fraude toda descalibración en contra de la ESSA S.A. E.S.P. que supere el 5% en registro de energía. Descalibraciones menores se asimilan a desgaste natural de los elementos móviles del aparato.
- Acometida Fraudulenta. Se trata de toda derivación de una acometida normal existente con el fin de conectar a ella carga eléctrica cuyo consumo no sea registrado por el medidor. Se considera también como acometida fraudulenta la conexión directa a la red, sin medidor, que no posea la autorización de la ESSA S.A. E.S.P. como “provisional sin medidor” o que no haya cancelado el valor de la energía reportada en la solicitud de servicio.
- Romper o adulterar los sellos. Esta es una anomalía considerada como menor, y no se cataloga como fraude, siempre y cuando el equipo se halle con los sellos rotos o adulterados se encuentre conectado y trabajando normalmente y dentro de los rangos de descalibración aceptados como normales¹⁶

La actividad a realizar dentro de este tipo de usuarios es la remodelación de las redes, y en algunos casos donde se encuentren usuarios sin medida, la inversión incluye desde la acometida para el medidor hasta la adecuación de las redes. En los barrios subnormales se debe incentivar a los usuarios con estrategias como la adecuación de la iluminación, para que permitan un acercamiento con la comunidad, demostrando un beneficio mutuo.

Figura 26. Cambio de transformador



¹⁶ Fuente. Documentación pagina ESSA. www.essa.com.co

4.1.3.3 Usuarios estratos 3 al 6 y no residenciales. Para este tipo de usuarios se debe revisar el estado de las acometidas y de los medidores, es posible que dentro de este grupo de usuario no sea fácil la detección de las pérdidas por tanto se debe recurrir a la macromedición (móvil o fija).

La macromedición consiste en adecuar un medidor en la acometida del transformador, para así detectar el nivel de pérdidas por cada sector. Dependiendo de los datos arrojados por la medición se detecta en cual sector se presenta un mayor porcentaje de pérdidas, generalmente se empieza en transformadores donde se presente más del 50% de las pérdidas y con base en esto se ejecutan acciones de control.

En las siguientes figuras se pueden apreciar ejemplos de remodelación de redes y de la implementación de transformadores

Figura 27. Remodelación de redes



Antes

Después

Figura 28. Remodelación de acometida

La puesta en marcha de cada una de estas tres actividades se adjudica mediante licitaciones independientes.

Durante el proceso de ejecución del proyecto el departamento de control de pérdidas debe encargarse de controlar las actividades, verificando que las metas que se impongan sean concretas y que se cumplan en el tiempo establecido. Igualmente supervisa minuciosamente cuantos puntos va a reducir la rentabilidad que está brindando la actividad.

En el momento en que se cumple con las metas establecidas, que toma un tiempo entre 3 a 5 años generalmente, el departamento creado para este fin desaparece puesto que su objetivo ya se ha cumplido.

Paralelamente a la puesta en marcha de estas tres grandes actividades, se debe tener en cuenta que el éxito de esta, depende de la información preliminar que incluye los siguientes datos:

- Interpretación del balance de energía de ESSA
- Estudio de la zonificación de ESSA para la identificación de pérdidas en función de la matriz de pérdidas.
- Estudio de la ley y de su regulación vigente sobre reducción y control de pérdidas tarifas y medición, para efectos de la elaboración del modelo de reducción.
- Obtención de datos de costos de los activos y de los servicios necesarios para la definición del costo de plan de reducción.
- Evaluación del mercado con corrección por elasticidad tarifa - consumo para definir el beneficio económico del proyecto de reducción.
- Proyección de la demanda para efectos del plan de reducción y control de pérdidas.

De la precisión de ésta información depende tanto el éxito del programa tanto como el tiempo de ejecución del mismo

4.2. PROCESO PARA LA MEDICIÓN Y CUANTIFICACION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Cuando se desea adoptar una metodología para el control de pérdidas es aconsejable reunir y seguir los siguientes requerimientos para obtener resultados satisfactorios, estos aspectos son tomados de experiencias reales que confirman su éxito y efectividad. No obstante, algunas de estas acciones a las que conducen dichos aspectos no son del alcance del presente proyecto, pero en un plan real de disminución de pérdidas si se deben adoptar tales medidas.

4.2.1 Recopilación de Información de ESSA S.A. ESP. Dentro de esta actividad se debe recopilar la información necesaria de la empresa puesto que es prioridad en el momento de llevar a cabo las diferentes actividades esta información esta recopilada en el anexo 1 aunque para proyectos en los que se lleven a cabo las mediciones, es necesario información adicional como lo es:

- Cartografía y planos de circuitos
- Listado de estratificación comercial de ESSA
- Listado de estratificación de Planeación Municipal
- Identificación de sectores subnormales
- Listado de transformadores por barrio por estrato
- Mapas de zonas de operación del área de distribución
- Mediciones de energía y potencia en fronteras de ESSA

4.2.2 Inspección. Esta actividad es utilizada para estimar las pérdidas por clientes con posibilidad de fraude o ilegales tanto regulados como no regulados. A continuación se especifica todos los tipos de inspecciones que se deben realizar en un programa de control de pérdidas.

Figura 29. Inspección



4.2.2.1 Medidores. Posible fraude. Verificación de posibles fraudes registrados durante la actividad de vínculo del usuario a la red mediante inspección física del medidor y con equipos que detecten rápidamente errores.

4.2.2.2 Zonificación. Sectores homogéneos. Zonificación de la ciudad por sectores que se puedan considerar como homogéneos, tanto por el tipo y categoría de usuarios como por característica de diseño y estado de las redes.

4.2.2.3 Redes. Clasificación circuito. Inspección visual de las redes para clasificar por circuitos el estado de los materiales existentes (postería, herrajes, transformadores, conductores, etc.) y el porcentaje de utilización que tendrían en caso de remodelación de redes. En muchos casos se encuentran redes piratas elaboradas incluso con alambre de púa.

Figura 30. Redes sin remodelar



4.2.2.4 Cargas Especiales. Ubicación de cargas especiales de alguna significación, con su estimativo de demanda actual con base en la capacidad instalada y las características de la carga y el crecimiento futuro.

4.2.2.5 Transformadores Típicos. Clasificación de los transformadores existentes para determinar la conveniencia de su reutilización en caso de remodelación y su cargabilidad económica.

4.2.2.6 Revisión del estado actual del usuario y de las redes. Cuando se realice inspección, ESSA debe adelantar un procedimiento para realizar las revisiones integrales de acometidas y medidores. Después de aislar todo lo necesario para poder efectuar las revisiones en el terreno y estar en el sitio de trabajo, se debe realizar el siguiente procedimiento para cada una de las mediciones del servicio de energía.

4.2.2.6.1 Medición directa

1. Visitar al cliente, presentarse e identificarse con el carné de la empresa
2. Proceder a revisar el estado general de la acometida, el medidor, su caja, elemento de corte y tomar la foto que permita la identificación del medidor o cualquier irregularidad detectada.
3. Proceder a revisar los sellos de la tapa principal y de la tapa de bornes del medidor y

tomar los números de identificación y su marca, los cuales se deben verificar con los que existen en el SIC, si corresponden a los instalados. Si no corresponden a los que figuran en el SIC o el medidor carece de alguno de los sellos anteriores o se encuentran rotos, se tiene dudas de su manipulación, o el medidor presenta irregularidades en algunos de sus componentes (rotor, registrador, base, tapa, etc.), proceder a explicar al cliente la anormalidad y retirar el medidor, guardándolo y transportándolo de una manera técnica y segura al laboratorio de medidas de ESSA S.A. E.S.P. para su revisión, dejando en reemplazo un medidor provisional nuevo, que quedaría definitivo en caso de que el laboratorio rechace el medidor retirado.

4. En todos los casos se debe diligenciar el acta completamente como se indicó en el numeral 3 y con ella se debe tomar carga en el poste y a la entrada del contador, elaborará el censo de carga identificando el tipo de servicio (residencial, comercial, oficial, especial, etc.) y todas las características del equipo de medida, sellos, estado del medidor y cualquier anormalidad que se encuentre en la acometida.
5. Si no se encuentra ninguna irregularidad, se debe proceder a hacer la revisión del medidor con el fin de saber si tiene problemas de marcha sin carga y saber en que estado de calibración se encuentra. Si se encuentra con problema de marcha sin carga o si se presenta error de medición, mayor al 3%, se debe retirar para su calibración en el Laboratorio de Medidas de ESSA S.A. E.S.P. según los procedimientos indicados.

4.2.2.6.2 Medición indirecta en el nivel de tensión I Teniendo en cuenta el concepto básico indicado anteriormente, en esta revisión se deben de considerar otros factores como son los siguientes:

1. Revisar el estado general de la caja del Medidor la cual se debe encontrar con su respectiva puerta, vidrio, portacandado y candado en buen estado. Si no se encontrase alguno de los elementos indicados, tomar fotografía y dejarlo radicado en el acta de visita.
2. Después de abrir la puerta de la caja, revisar en forma general la instalación haciendo un levantamiento del diagrama de conexión, por escrito, verificando el estado de las conexiones de los conductores en los bornes de los TC y del medidor.
3. Revisar que los cables que pasan por cada TC correspondan a la misma fase y en el mismo sentido de la corriente, verificar la continuidad de los conductores (alambres o cables) que conectan los TC y el medidor(es) y que su aislamiento se encuentre en perfecto estado, verificar el estado de los Transformadores de corriente, corroborando su conexión e instalación, que correspondan las señales de tensión y corriente, secuencia de fases, relación de transformación de corriente que llegan al medidor, polaridades primaria y secundaria de los TC y sus series, estado de los sellos de la tapa de protección de la bornera de conexión, verificando si corresponden a los instalados.

Si se encuentra cualquier irregularidad se debe proceder de acuerdo al procedimiento indicado anteriormente, en la medición directa.

4.2.3 Macro-medición. El objetivo es estimar los índices de pérdidas desagregados y, además, conocer el comportamiento estadístico de la carga diversificada en todos los sectores socioeconómicos. Dentro de esta actividad se realizan labores de preparación de planos y diagramas, lecturas de medidores.

Las etapas características de la macromedicación son:

- Premedición: Objetivos, poblacionales, datos pertinentes, unidad de muestreo y precisión según el tamaño de la muestra y el tipo de instrumentos.
- Medición: método y organización en campo
- Post-medicación: archivo y actualización

4.3. ACCIONES PARA LA REDUCCION Y EL CONTROL DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Es primordial dentro de la gestión de ESSA que cualquier acción que vaya a ser aplicada tenga un apoyo social como estrategia para el desarrollo en la reducción de pérdidas de energía, con el fin de evitar confrontaciones entre los clientes y la empresa que a la larga a ninguna de las partes favorecería y que traería como consecuencia pérdida de tiempo en la ejecución de las obras o dificultades en la aplicación de algunas acciones.

Como el acceso a estas zonas es muy difícil y de mucho riesgo para los operadores de las empresas, los consumos no se pueden controlar, facturar ni mucho menos recaudar. Este tipo de anomalías como se ha mencionado con anterioridad, se presentan principalmente en los estratos 1 y 2, que además tienen un alto componente rural disperso lo que dificulta aun más su gestión.

Por tal motivo a continuación se describe un conjunto de actividades de ayuda a la comunidad, que benefician el desempeño del plan a ejecutar.

4.3.1 Actividades sociales. Este tipo de actividades involucran acciones que benefician a la comunidad por tanto el primer paso a seguir consiste en la concertación de las actividades a realizar con las administraciones municipales, juntas de acción comunal y comunidades, de tal manera que se facilita el entendimiento con los habitantes, haciéndoles notar que el objetivo de la empresa implica no solamente un beneficio propio, sino que éste también ayudara a los usuarios finales.

Para esto la empresa se encargará de **capacitar a los líderes comunitarios**, quienes a su vez transmitirán la información a toda la comunidad.

Otra parte del plan consiste en la realización de **campañas masivas de comunicación** con el fin de crear conciencia en la comunidad, haciéndoles notar de una manera didáctica acerca del carácter delictivo del hurto de energía y que estar de acuerdo con las actividades de la empresa es la mejor elección para solucionar este problema.

Otra acción que debe ser tomada en cuenta es aquella concerniente a las campañas de educación y concientización de los clientes sobre temas como el fraude y de sus consecuencias para la región de Santander, también sobre el uso racional de la energía y la cultura del no pago.

4.3.2 Actividades de la empresa. La primera acción que se debe adoptar es identificar y desagregar las mayores causales de pérdidas no técnicas, porque no se puede atacar la dificultad si se desconoce cual es; para así poder remediar en primera medida el problema que más perjuicio trae a la empresa de distribución en este caso EESA.

Otra acción fundamental es la realización de censos o inspecciones tanto en usuarios residenciales y no residenciales, para actualizar el SIC y poder trabajar en cada escenario.

Se debe hacer inversión en zonas no electrificadas eliminando las conexiones ilegales y la regularización de barrios carenciados mediante la instalación de medidores individuales y la coordinación con el área técnica para la instalación de conductores antifraude. Con esta medida se esperaría incorporar alrededor de 3000 clientes estrato 1. Esta condición irregular perjudica tanto a los clientes como a la empresa distribuidora, ya que existe un gran número de consumidores que utiliza una gran cantidad de energía menor a la facturada y por otra parte también se encuentran clientes que abusan de su condición y consumen energía en exceso.

También se debe contemplar el reemplazo de instalaciones en zonas donde debido al estado de sus redes podrían ser vulnerables al robo generalmente en zonas estrato 1 y 2 así como también la incorporación de nuevos medidores y adecuación de conexiones y acometidas.

Para los grandes clientes es necesario realizar una inspección detallada de los sistemas de medición para identificar cualquier tipo de irregularidad. Estas pueden ser combatidas con la renovación de los sistemas de medición con una correcta y oportuna facturación.

Como se puede observar encontramos acciones que se deben aplicar en el inicio de un programa de reducción de pérdidas para ESSA y otras inversiones que deben ser de tipo permanente, con las cuales se debe llevar un control integral de aplicaciones para la reducción de pérdidas no técnicas. Entre estas encontramos:

- Sistema de control de inspecciones
- Sistema de control de sellos de medidores y etiquetas.
- Monitoreo constante de los medidores, sometiéndolos a pruebas sistemáticas, a fin de mantener la exactitud de las mediciones o el reemplazo de los que no cumplan con las normas vigentes.
- Cambio de redes o equipos antiguos u obsoletos.
- Actualización permanente de la base de datos sobre las pérdidas de ESSA
- Normalización de la medida
- Remodelación de redes antifraude
- Balances de energía por zonas y municipios
- Contratación de personal capacitado para la toma de las lecturas (con un nivel de educación que le permita realizar el trabajo sin dificultades y con exactitud.)

5. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Durante el desarrollo de la monografía y después de proponer una metodología para el diseño de un plan de control de pérdidas, el siguiente paso es realizar una evaluación financiera que indique su rentabilidad en términos económicos, igualmente, que pueda dar una idea real a la empresa (o al inversionista en caso de procesos de enajenación de la distribuidora), de cuánto dinero genera el plan, y durante cuánto tiempo se recupera la inversión. De una forma más concreta, en la evaluación financiera se identifican los costos y beneficios que representa para la entidad y así medir el rendimiento del proyecto en términos financieros. Esta evaluación es la que dicta la efectividad del plan de control de pérdidas.

Dado que el objetivo fundamental del presente trabajo es que la metodología para el control de pérdidas propuesta pueda ser adoptada por otras empresas interesadas, se presenta la metodología de evaluación financiera tal que bajo distintas circunstancias pueda ser aplicada.

5.1. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Esta evaluación es importante para la empresa que invierte en el proyecto ya que indica la factibilidad de que los costos del proyecto puedan ser cubiertos oportunamente y se genere un beneficio real. Además indica la rentabilidad financiera de la inversión.

Cuando se trata de un proyecto de reducción y control de pérdidas se debe tener en cuenta:

- Los costos de operación y mantenimiento y los costos de inversión que demande el plan de reducción y control de pérdidas.
- Para el cálculo de beneficios se deberá tener en cuenta el ingreso adicional que recibe la empresa al legalizar y facturar un servicio que antes era ilegal, así como el ahorro debido a la disminución de las compras de energía.
- Consumos medidos
- Elasticidades de la demanda respecto a la tarifa
- Tarifas
- Factor de pérdidas
- Factores de ajuste (Impuestos, subsidios, divisas, etc.)
- Conexión de usuarios (a regularizar) beneficiados por confiabilidad.

Los beneficios serán calculados a la tarifa real que se cobra al usuario año tras año, en precios constantes. Para el desarrollo de la metodología a plantear se introducen los indicadores que se presenta a continuación.

5.2. INDICADORES.

Los indicadores son una herramienta básica en la toma de decisiones. Este sistema en particular, le permite comparar el desempeño de la empresa distribuidora contra el tiempo y contra el promedio de las demás empresas del sector; de allí que sea vital dentro de la gestión de cualquier distribuidora. Dentro de los indicadores que se deben tener en cuenta en una evaluación financiera encontramos: TIR, VPN, relación B/C entre otros.

5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR). Es la tasa de interés a la cual se igualan los costos de inversión y los beneficios del proyecto, incluyendo los costos de operación y mantenimiento. Este criterio busca la tasa mínima de interés de oportunidad a la cual el proyecto será aceptable.

La tasa interna de retorno representa el valor crítico de la tasa de interés de oportunidad (i_{op}), por lo tanto el problema se reduce a determinar la tasa de interés para la cual el valor presente neto del proyecto se hace igual a cero. La tasa interna de retorno puede ser calculada así:

$$\sum_{t=0}^t \frac{FFNI_t}{(1+i_{op})^t} = 0$$

Como es sabido la tasa interna de retorno como herramienta de decisión para los proyectos de inversión, se puede utilizar de la siguiente manera:

- Si TIR > i_{OP} , el proyecto es atractivo.
- Si TIR = i_{OP} , es indiferente la realización del proyecto evaluado.
- Si TIR < i_{OP} , no es conveniente la realización del proyecto, ya que existen otras alternativas de inversión que arrojan mayores beneficios.

5.2.2 Valor presente neto (VPN). Es el valor actualizado de los beneficios y costos a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto.

$$VPN = FFNI_0 + \frac{FFNI_1}{(1 + i_{OP})^1} + \dots + \frac{FFNI_t}{(1 + i_{OP})^t}$$

Donde:

VPN = Valor presente neto

FFNI = Flujo de fondos netos incremental del período t

i_{OP} = Tasa de interés de oportunidad

t = Último año de vida útil del proyecto

En forma simplificada la fórmula se puede escribir así:

$$VPN = \sum_{t=0}^t \frac{FFNI_t}{(1 + i_{OP})^t}$$

5.2.2.1 Cuantificación del valor presente de los costos (VPNC).

$$VPNC = \sum_{t=0}^n \frac{I_T}{(1 + i)^n}$$

Donde: I_t = Costos de la inversión en el año t.

5.2.2.2 Cuantificación del valor presente neto de los beneficios (VPNB).

$$VPNB = \sum_{t=0}^n \frac{B_t + (O + M)t}{(1 + i)^n}$$

Donde: B_t = Beneficios de la inversión en el año t.

$(O+M)t$ = Costos de operación y mantenimiento en el año t.

i = Tasa de interés de oportunidad.

n = Vida útil del proyecto.

Además si contamos con el valor presente neto de los beneficios y de los costos el valor presente neto será igual a:

$$VPN = VPNB - VPBC$$

5.2.3 Relación beneficio costo (B/C). La cuantificación de beneficios se establece mediante una comparación del antes y después de la ejecución del proyecto. La forma más adecuada de conducir la evaluación económica consiste en seguir los siguientes pasos.

$$B/C = \frac{VPNB}{VPNC}$$

En un esquema como el flujo de caja también llamado flujo de fondos se representa los egresos e ingresos del proyecto registrados período por período. Con dicha herramienta se puede analizar algunos de los indicadores. Dentro del flujo de caja se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Horizonte de evaluación del proyecto: Número de períodos objeto de la evaluación, incluye la ejecución (inversión) y la operación del proyecto.
- Periodicidad: Depende de la naturaleza del proyecto puede darse en meses, trimestres, años, etc.
- Periodo cero: Periodo en el cual se invierte el primer peso.
- Vida útil: Es el tiempo durante el cual se genera los beneficios para los cuales fue realizado el proyecto. Hay proyectos en los cuales se obtiene los beneficios desde el momento que se obtiene el primer peso.

5.3. BENEFICIOS POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las inversiones de un proyecto de reducción de pérdidas deben dividirse según los diferentes grupos de conexiones; es decir, usuarios residenciales por estratos, comercial e industrial. En general la mayoría de los casos apuntan a un trabajo más amplio en los estratos inferiores debido a las conexiones fraudulentas y usuarios no clientes.

En el momento que a los usuarios de zonas marginales se les adecua una acometida y medidores apropiados, se obtiene favorables resultados financieros para la empresa distribuidora, cabe anotar que se obtendrían mejores beneficios si parte de la inversión se transfiere a los usuarios, por ejemplo en el caso de los medidores cobrando parcialmente el valor de estos.

En el momento de iniciar un programa de reducción de pérdidas se debe incluir un cálculo de los siguientes aspectos:

- Número de conexiones fraudulentas o clandestinas.
- Promedio del consumo fraudulento al año
- Consumo promedio de los usuarios clientes

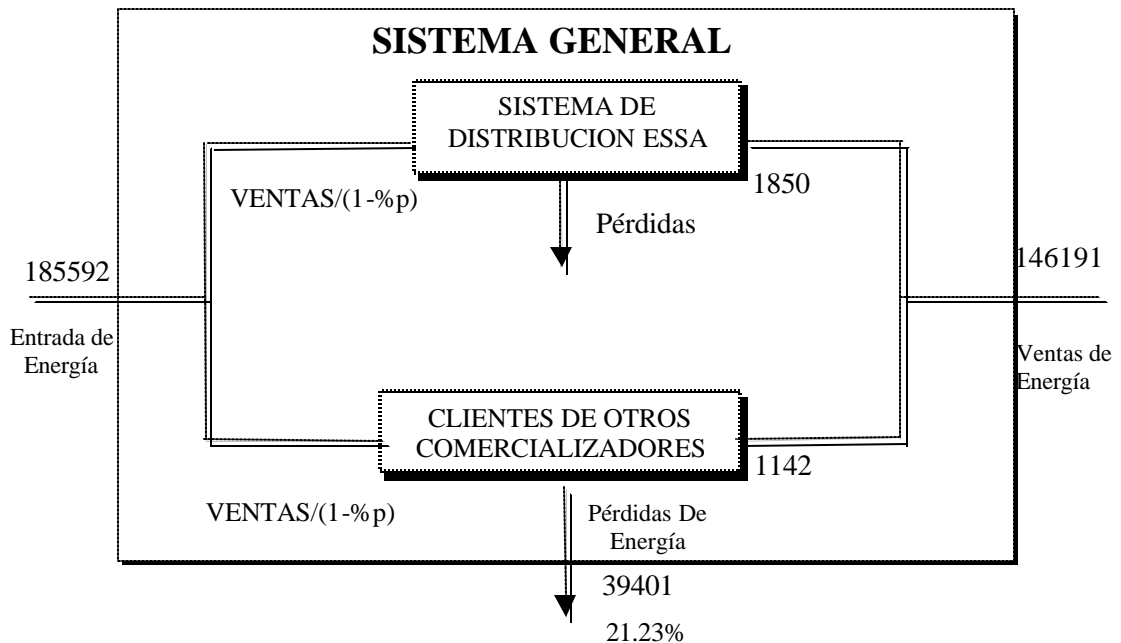
En un proyecto de reducción de pérdidas se debe primero realizar un plan de disminución de las pérdidas no técnicas y luego de las técnicas debido a que con la reducción de las no técnicas los costos disminuyen por que se tendrían valores exactos de carga, número de usuarios, circuitos agrupados a cada transformador y de este modo es mas económico aplicar un proyecto de reducción de las pérdidas técnicas.

Cuando se ejecutan proyectos que reducen las pérdidas no técnicas, se produce un efecto sobre la energía que se factura, crece. La legalización de usuarios no-clientes, el cobro proporcional al consumo y no basado en un cargo fijo (clientes sin medidor) y la reducción de fraudes y de anomalías (clientes gestionables) hacen que se incremente la energía facturada por parte de la empresa distribuidora es decir las ventas. No obstante, el consumo de la electricidad también se ve afectado por la elasticidad precio-consumo de la energía por parte de los clientes. Así, se puede afirmar que una vez que se inicia o se incrementa el cobro por kWh vendido, el usuario tenderá a bajar su consumo.

Esta disminución en el consumo tiene un impacto importante sobre la demanda. Con base en la hipótesis de reducción del consumo, la demanda de la empresa distribuidora de energía se verá reducida de manera proporcional. Es así como la empresa distribuidora se ve doblemente favorecida. Por un lado incrementa las ventas, y por otro disminuye sensiblemente sus compras, satisfaciendo a una mayor proporción de clientes y mejorando su flujo de fondos.

5.4. EVALUACIÓN FINANCIERA ESSA

5.4.1 Sistema general de distribución de la Electrificadora de Santander. Para presentar una recopilación de los datos de ESSA como son las compras, ventas y porcentaje de pérdidas del sistema de distribución se muestra en la figura 31 el balance de energía en el cual se relaciona el funcionamiento del proceso de distribución en la Electrificadora de Santander.

Figura 31 Sistema general de distribución de ESSA.

5.4.2 Costos del plan. Los costos de la inversión se establecen a precio constante de un año y cuando se tiene definida la metodología de reducción se deben desglosar de la siguiente manera:

- Mano de obra calificada
- Mano de obra no calificada
- Materiales y equipos
- Imprevistos
- Subsidios e impuestos

Los costos del plan se refieren al costo de las inversiones necesarias para reducir las pérdidas así como también el costo para controlar las pérdidas. Los costos indicados para los servicios de ESSA, necesarios para reducir o mantener cada tipo de pérdida, están basados en experiencias de empresas de distribución que ya han aplicado un plan de reducción de pérdidas con anterioridad.

En el siguiente esquema se resume la estructura de la Matriz de discriminación de pérdidas enumerando el plan de Medidas Correctivas: Programa de normalización de grandes clientes (PNGC), Proyecto de Mejoramiento del Servicio al Cliente (PMSC) y Proyecto de Mejoramiento de la Red en distribución de los estratos socioeconómicos 1 y 2 (PMD)

Matriz de Pérdidas Técnica	Sin	Con	No-	PAC: Plan de eficiencia y de Apoyo a la Comunidad
	a	b	c	
1 No-Regulado Nivel II, III y No-Residencial Nivel I y	a ₁		c ₁	PNGS: Programa de normalización de
2 Residencial Estratos 5 & 6 Nivel	a ₂			PMSC: Programa de mejoramiento de servicio al cliente
3 Residencial Estratos 3 & 4 Nivel	a ₃			
4 Residencial Estratos 1 & 2 Nivel	a ₄			
5	a ₅	b ₅	c ₅	PMD: Programa de mejoramiento en distribución

Convenciones

Mejoramiento de Redes, acometidas y medición

Mejoramiento de Redes y Reducción de fraude

Mejoramiento Socioeconómico (esfuerzo)

Mejoramiento del servicio y Reducción de Fraude

Cambio de Comercializador

Desregulación (Condiciones Legales y

Servicio a clientes no-



A continuación se describen las actividades a realizar dentro de cada plan de acción, discriminándolas por su sector de consumo, para poder analizar sus costos de una manera aislada. Las inversiones que estos programas implican se pueden observar en la tabla 15.

5.4.2.1 Inversiones para el proyecto de mejoramiento de la red en distribución de los estratos socioeconómicos 1 y 2 (PMD).

- **Cientes sin lectura. Estratos 1 & 2.:** Las inversiones se fundamentan en la adecuación de redes para los nuevos clientes y acometidas. Es indispensable diseñar redes elementales y económicas, pero suficientes desde el punto de vista técnico, para cumplir con la regulación de la ley y para el servicio de los usuarios sin lectura de los estratos 1 y 2. . Todo esto sin dejar de implementar las campañas de educación y ayuda a la comunidad descritas en el numeral 4.3.1.

- **Clientes con lectura. Estratos 1 & 2:** Incluye necesariamente la instalación de acometidas seguras, preferiblemente antifraude (redes y medidores). El costo del medidor y de la acometida es a cargo del cliente de acuerdo con la ley y con la regulación colombiana, a diferencia de lo que ocurre en otros países latinoamericanos, pero deben diseñarse medios de financiación con plazos de 12, 24, 36 y aun 48 meses si es del caso. Como complemento de esto y de igual forma que en el numeral anterior se deben implementar las campañas de educación y ayuda a la comunidad.

La instalación de la acometida antifraude y del medidor en los estratos 1 y 2 debe ser ejecutada dentro del mismo Proyecto de Mejoramiento en Distribución (PMD) y evitar así interferencia con el Proyecto de Mejoramiento de Servicio al Cliente regulado (PMSC) que sirve a los estratos 3 a 6 residenciales. Además el mismo PMD será el responsable de la verificación y detección del fraude de los usuarios y clientes de los estratos 1 y 2.

5.4.2.2 Proyecto de Mejoramiento del Servicio al Cliente (PMSC).

- **Clientes con lectura. estratos 3 al 6 y regulados no-residenciales:** Clientes regulados que así como en el caso de los clientes de estrato 1y2.se realizan inversiones en cuanto al mejoramiento de redes y acometida, y en campañas de educación El hecho que están equipados con medidor no excluye la posibilidad de todo tipo de fraude, además de su difícil localización, en contraste con lo originado por usuarios invasores o clientes sin medición, tratados en los numerales anteriores.

En ESSA las pérdidas originadas en tal fraude son absolutamente mayoritarias, y su reducción es precisamente el objeto principal del Proyecto de Mejoramiento de Servicio al Cliente Regulado (PMSC).

5.4.2.3 Programa de normalización de grandes clientes (PNGC): Este programa contempla a los clientes propios y de otros comercializadores. Las pérdidas no-técnicas en dichos sectores son mínimas o despreciables gracias al servicio personalizado y técnico que se presta, sin embargo es necesario realizar inspecciones con periodicidad para verificar las redes y los equipos de medición.

Consecuentemente el Proyecto de servicio al cliente No-Regulado PNGC, no es necesario como tal. Sin embargo, se recomienda mantener una parte del grupo de pérdidas responsable de dicha área en el PMSC.

5.4.3 Cálculo del precio de compra y de la tarifa de venta. Las siguientes fórmulas son

la que maneja el modelo de pérdidas:

$$V_2 = \sigma \cdot \left[\frac{(1 - p_2)}{(1 - p_1)} \right] \cdot V_1$$

Donde,

V_1 : Ventas de energía sin programa de reducción de pérdidas

V_2 : Ventas de energía con programa de reducción de pérdidas

(1- s): Disminución en las compras de energía

p_1 : Porcentaje de pérdidas no técnicas antes del programa de reducción de pérdidas

p_2 : Porcentaje de pérdidas no técnicas con programa de reducción de pérdidas.

Las empresas distribuidoras como es el caso de ESSA establecen las ventas por volúmenes de energía que se venden y la tarifa a la cual se realizan tales ventas. Es preciso aclarar que todas las tarifas difieren del tipo de usuario es decir regulado y no regulado y estrato socioeconómico.

Los usuarios no regulados pueden acceder a cualquier agente comercializador del mercado para adquirir su energía. Es por ello que la gran competencia entre los distintos agentes comercializadores y generadores a llevado a que estos usuarios accedan a niveles tarifarios bajos.

En cuanto a los clientes de mercado regulado, la tarifa está determinada por la CREG con base en una formula tarifaria tal como se ordena en las resoluciones 031/97, 75/97 y 99/97. Las nuevas resoluciones que establecen la tarifa para el quinquenio se inicia a partir del año 2003.

Esta tarifa esencialmente consta de los siguientes sumandos.

$$\text{Tarifa} = \left[\frac{(G + T)}{(1 - PR)} \right] + D + C + O$$

G : Cargo de generación.

T : Cargo de transmisión.

D : Cargo de distribución.

C : Cargo de comercialización.

- O : Otros cargos (restricciones globales, contribuciones a las entidades de regulación y control y costos del centro nacional de despacho)
 PR: Porcentaje de pérdidas reconocidas por la CREG.

La resolución 031/97 es muy clara en la presentación de cada uno de los sumandos de esta fórmula. Por ello sólo vale la pena agregar que la fórmula pretende reconocer sobre las compras de energía que haga la empresa de distribución un porcentaje de pérdidas. Este porcentaje va descendiendo de manera lineal desde el 20% hasta el 13%.

Por otro lado, el sumando “O” que es recaudado por la empresa de distribución puede ser ignorado por efectos de modelaje. Este valor se recauda y se transfiere a las entidades correspondientes.

Así se podría afirmar que el ingreso para la empresa de distribución depende de los sumandos “D” y “C”. Sería a través de ellos que la empresa recupera sus costos por el uso de las redes que integran su sistema, su operación y mantenimiento. Y que con ellos generaría su utilidad.

Vale la pena anotar que “G” refleja una ponderación entre el precio promedio ponderado de compra de energía de la empresa distribuidora, destinada al mercado regulado, incluyendo contratos y bolsa, y el precio promedio de las transacciones de mercado mayorista que incluyen contratos y bolsa. Así, puede darse el caso y de hecho se da, que existe una diferencia importante entre la parte $(G+T)/(1-PR)$ de la tarifa de venta y el precio de compra de energía por parte de la empresa, que obviamente, cuando esta diferencia es positiva, la empresa se encuentra con un beneficio adicional.

Para el caso de la Electrificadora de Santander, y tomando la tarifa referencia es decir la de estrato 4 ya que esta no tiene aportes ni recibe subsidios. A enero de 2003 se tiene:

$$\begin{aligned} G &= 65,82(\$/kWh) \\ T &= 16,40(\$/kWh) \\ PR &= 14,75\% \\ D &= 94,11(\$/kWh) \\ C &= 21,94(\$/kWh) \\ O &= 8,01(\$/kWh) \end{aligned}$$

$$TARIFA = \left[\frac{(G+T)}{(1-PR)} \right] + D + C + O$$

$$\text{TARIFA} = \left[\frac{(65,82 + 16,40)}{(1 - 14,75)} \right] + 94,11 + 21,94 + 8,01$$

$$\text{TARIFA} = [96,44] + 124,06$$

$$\text{TARIFA} = 220,51\$ / \text{kWh}$$

A continuación se presenta un breve análisis que permite identificar el beneficio operativo de una empresa de distribución. Primero se muestra el valor de compras de energía:

$$\text{DM} \cdot (\text{G}_{\text{COMPRA}} + \text{T})$$

$$\text{TARIFA}_{\text{COMPRA}} = (65,82 + 16,40)$$

$$\text{TARIFA}_{\text{COMPRA}} = 82,22\$ / \text{kWh}$$

Donde,

G_{compra} : Precio de compra de energía promedio a los generadores.

T : Cargo por transmisión de esta energía (\$/kWh).

DM : Demanda de energía (kWh)

A continuación el valor de las ventas de energía:

$$\text{FC} \cdot \left[\frac{(\text{G} + \text{T})}{(1 - \text{PR})} + \text{D} + \text{C} + \text{O} \right]$$

Donde,

FC: Energía facturada (kWh).

Además,

$$\text{FC} = \text{DM} \cdot (1 - \text{PR}_{\text{REAL}})$$

$$\text{FC} = 2.227,1 \cdot (1 - 0.2123)$$

$$FC = 1754,29\text{GWh}$$

Donde,

PR_{real} : Porcentaje de pérdidas reales de la empresa distribuidora, incluyendo técnicas y no técnicas.

Finalmente se tiene que el Beneficio operativo (Benf):

$$\text{Benf} = FC \cdot \left[\frac{(G + T)}{(1 - PR)} + D + C \right] - DM \cdot (G_{\text{COMPRA}} + T)$$

Es decir,

$$\text{Benf} = FC \cdot \left[\frac{(G + T)}{(1 - PR)} - \frac{(G_{\text{COMPRA}} + T)}{(1 - PR_{\text{REAL}})} + D + C \right]$$

Si $G = G_{\text{compra}}$ se tiene que:

$$\text{Benf} = FC \cdot (G + T) \left[\left(\frac{1}{1 - PR} \right) - \left(\frac{1}{1 - PR_{\text{REAL}}} \right) \right] + D + C$$

5.5. MODELO FINANCIERO APLICADO A LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER ESSA S.A. E.S.P.

Después de realizar una descripción de los aspectos financieros que rodean la ejecución y puesta en marcha de un plan de control de pérdidas, se expone a continuación la evaluación financiera de la Electrificadora de Santander.

Para poder evaluar los resultados del plan de control y reducción de pérdidas, se aplicó un programa que permite evaluar la proyección de los próximos 10 años, partiendo con los datos que se ilustran en la tabla 14, para poder hacer una comparación del estado de la empresa sin la implementación del programa y con la implementación del mismo

Tabla 14 Recuperación de pérdidas

PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS ESSA	
FECHA DE INICIACIÓN DEL PROYECTO	Abr-03
ENERGÍA ENTRADA MENSUAL [MWh]	185592
VENTAS MENSUALES [MWh]	146191
PORCENTAJE DE PERDIDAS	21.23%
- PORCENTAJE DE PERDIDAS NO- TÉCNICAS	11.7%
- PORCENTAJE DE PERDIDAS TÉCNICAS	9.5%
NUMERO DE USUARIOS	441.923
Índices de Crecimiento Vegetativo de Consumo constante durante la proyección	2.00%

Nota: La proyección se efectúa en el periodo comprendido entre los años 2003 y 2013

5.5.1 Resumen de la inversión. La inversión que implica la puesta en marcha de la metodología propuesta, solo se evalúa para los cuatro primeros años que es en donde se requiere. Luego de este tiempo se lleva a cabo un mantenimiento de las acciones realizadas para reducir las pérdidas. En la tabla 15 se expresan los aspectos tenidos en cuenta para su realización.

Según la tabla 15 es necesario recordar los tres programas dentro de la metodología aquí propuesta:

- PNGC: Programa de normalización de grandes clientes. Es decir proyecto de mejoramiento de pérdidas grandes clientes.
- PMSC: Programa de mejoramiento de servicio al cliente. Es decir un proyecto de mejoramiento de las pérdidas en los clientes no residenciales y residenciales estratos 3,4,5, y 6.
- PMD: Programa de mejoramiento en distribución. Es decir el proyecto de mejoramiento de las pérdidas de los clientes estrato 1 y 2 y usuarios no clientes.

Tabla 15 Resumen de la inversión

	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005	AÑO 2006	TOTAL
PROYECTO PMD					
Servicios	24,552	36,828	36,828	24,552	122,760
Inversión \$	16,880,649,024	25,320,973,536	25,320,973,536	16,880,649,024	84,403,245,121
PROYECTO PMSC					
Servicios	26,462	35,283	26,462	0	88,207
Inversión \$	11,371,253,919	15,161,671,892	11,371,253,919	0	37,904,179,730
Clientes PMD Y PMSC	51,014	72,111	63,290	24,552	210,967
Inversión PMDY PMSC \$	28,251,902,943	40,482,645,428	36,692,227,455	16,880,649,024	122,307,424,851
Energía Recuperada MWh	26,479	120,805	244,934	337,370	729,588

Costo por servicio para el PMSC = \$ 429,719

Costo por servicio para el PMD = \$ 687,550

Nota: Los datos de los costos provienen de promedios distintas licitaciones presentadas en los últimos años

5.5.2 Análisis de los costos de la inversión. Para poder evaluar los costos tanto de la inversión inicial como la de la proyección durante todo el período, se tiene en cuenta el porcentaje de pérdidas al inicio de la inversión discriminada por usuarios y por el plan a ejecutar, asignando así un porcentaje de los servicios requeridos, para de esta forma poder cuantificar el valor de cada uno de éstos. Para una mayor comprensión se introduce la siguiente tabla.

Tabla 16 Análisis de los costos

Proyecto	Usuarios	Perdidas %	# Usuarios	Servicios	% Servicios	Costo Proyecto PMSC \$	Costo Proyecto PMD \$
	Cientes No Regulados	0.0027	287	0	0%		
PMSC	Industrial - Comercial	3.85	39,987	31,990	80%	13,746,522,928	
PMSC	Estrato 6 y 5	1.19	12,616	2,523	20%	1,084,265,719	
PMSC	Estrato 3 y 4 con medida	2.39	152,672	53,435	35%	22,962,093,991	
PMSC	Estrato 3 y 4 sin medida	0.0006	259	259	100%	111,297,092	
PMD	Estrato 1 y 2 con medida	4.17	220,468	110,234	50%		75,791,342,606
PMD	Estrato 1 y 2 sin medida	0.025	12,434	9,326	75%		6,411,743,795
PMD	No clientes - estrato 1	0.02	3,200	3,200	100%		2,200,158,720
	Pérdidas técnicas *	9.50					
	TOTAL =	21.12	441,923	210,967	47.74%	37,904,179,730	84,403,245,121

Cientes NO REGULADOS tienen pérdidas del 0.02%, no se le consideran servicios para realizar.

Costo los proyectos PMD y PMSC = \$ 122,307,424,851

Costo por usuario para el PMSC = \$ 429,719

Costo por usuario para el PMD = \$ 687,550

Servicios PMSC = 88,207

Servicios PMD = 122,760

Total servicios = 210,967

COSTO SOSTENIMIENTO ANUAL \$ 6,115,371,243

PERDIDAS TOTALES = 21.12%

5.5.3 Proyecto de reducción de pérdidas. Uno de los objetivos del proyecto es presentar la solución para mejorar los índices de pérdidas de la empresa, para esto se realizó la proyección de la disminución de éstas por sector de consumo para así estimar el tiempo en el cual se van a cumplir las metas establecidas. La siguiente gráfica es el resultado de dicha proyección calculada y discriminada por sector de consumo. Para realizar esto se

tomo como referencia los datos que aparecen en la matriz de discriminación de pérdidas presentada en la tabla 13

Figura 32. Proyecto de reducción de pérdidas

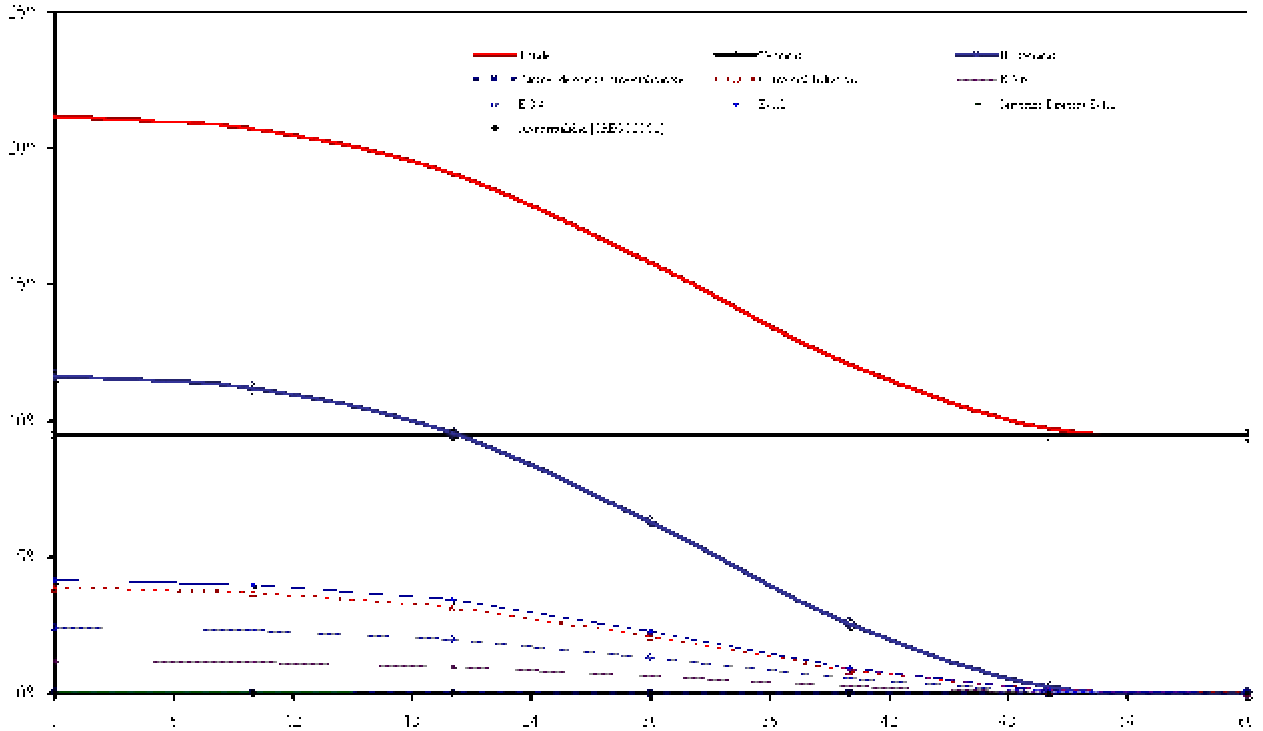


Tabla 17 Proyecto de reducción de pérdidas

MES	Totales	Técnicas	No técnicas	Clientes de otros Comercia	Comercial Industrial	E-5,6	E-3,4	E-1,2	Servicios Directos E-1,2	Subnormal CREG (120/01)
0	21.17%	9.50%	11.67%	0.03%	3.85%	1.19%	2.39%	4.17%	0.03%	0.02%
10	20.70%	9.50%	11.20%	0.03%	3.70%	1.14%	2.29%	4.00%	0.02%	0.02%
20	19.07%	9.50%	9.57%	0.02%	3.16%	0.98%	1.96%	3.42%	0.02%	0.01%
30	15.80%	9.50%	6.30%	0.01%	2.08%	0.64%	1.29%	2.25%	0.01%	0.01%
40	12.07%	9.50%	2.57%	0.01%	0.85%	0.26%	0.53%	0.92%	0.01%	0.00%
50	9.73%	9.50%	0.23%	0.00%	0.08%	0.02%	0.05%	0.08%	0.00%	0.00%
60	9.50%	9.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Como se puede apreciar en la figura 32, La curva de color rojo indica que el programa empieza con un nivel de pérdidas totales con un valor por encima del 21%, y con la implementación del plan logran disminuir hasta casi ser el valor de las pérdidas técnicas

cuyo valor permanece constante durante todo el período con un valor de 9.5%. Las pérdidas no técnicas totales de color azul son el producto de la sumatoria de las pérdidas por sector de consumo (que se aprecian bajo esta curva), cuyos índices disminuyen durante todo el periodo hasta ser casi imperceptibles.

5.6. EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE CONTROL DE PÉRDIDAS

El propósito de éste es hacer una valoración de la implementación del programa, ya no desde el punto de vista porcentual de las pérdidas, sino de la proyección del balance de energía durante el período establecido. Para tal efecto a continuación se presenta el resultado de la investigación.

5.6.1 Evaluación sin programa de reducción. La gráfica que se aprecia a continuación es el resultado de como se comporta el balance de energía durante el mismo tiempo que se evalúa con la implementación de éste. Se puede apreciar que la energía de entrada y la facturada sin plan de reducción de pérdidas no presentan mejoras y se incrementa .

Figura 33. Evaluación sin programa de reducción

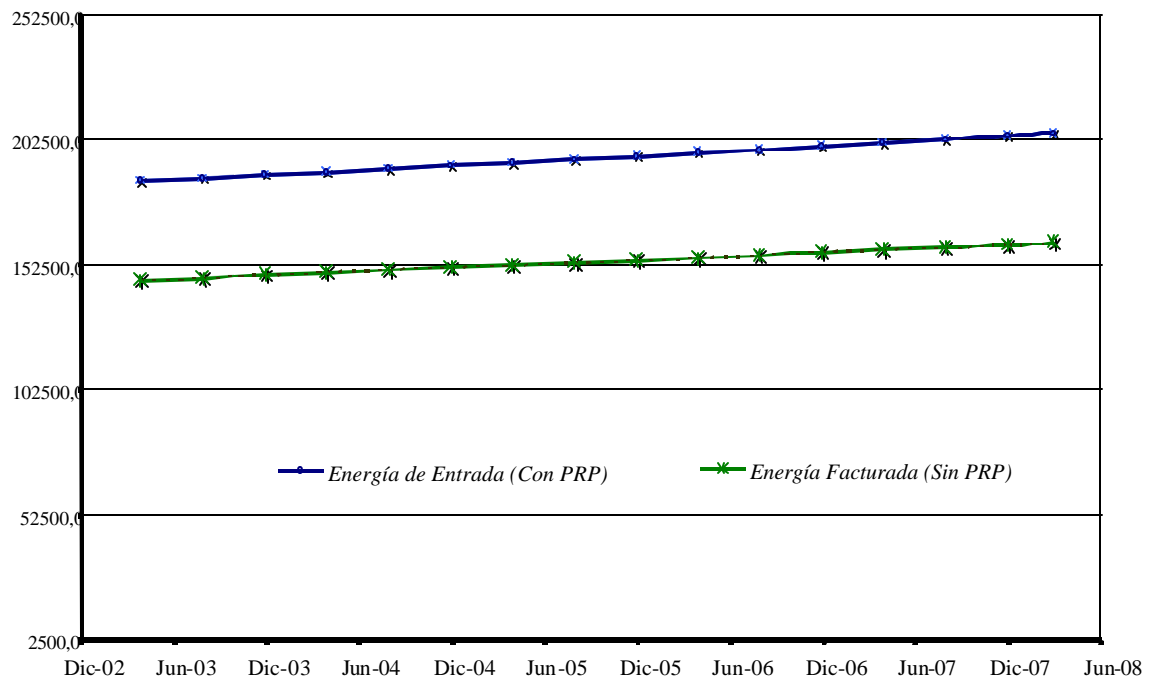


Tabla 18 Evaluación sin programa de reducción

FECHA	ENERGÍA ENTRADA (MWh)	ENERGÍA FACTURADA (MWh)	PÉRDIDAS (MWh)	PÉRDIDAS (%)
Abril-03	185.898,5	146.432,4	39.466,1	21,23%
Marzo-04	189.303,8	149.114,8	40.189,0	21,23%
Marzo-05	193.089,9	152.097,1	40.992,8	21,23%
Marzo-06	196.951,7	155.139,1	41.812,7	21,23%
Marzo-07	200.890,7	158.241,8	42.648,9	21,23%
Marzo-08	204.908,6	161.406,7	43.501,9	21,23%
Marzo-09	209.006,7	164.634,8	44.371,9	21,23%
Marzo-10	213.186,9	167.927,5	45.259,4	21,23%
Marzo-11	217.450,6	171.286,1	46.164,6	21,23%
Marzo-12	221.799,6	174.711,8	47.087,8	21,23%
Marzo-13	226.235,6	178.206,0	48.029,6	21,23%

Nota: Los datos anteriores están dados por meses para mostrar la evolución.

Tabla 19 Beneficio sin programa de reducción

FECHA	PERDIDAS CREG (%)	ENERGÍA FACTURADA (MWh)	TARIFA (\$/kWh)	BENEFICIO (miles de \$)
Abril-03	14,75%	146.432,4	108,12	15.831.695,8
Marzo-04	13,00%	149.114,8	106,18	15.832.420,6
Marzo-05	13,00%	152.097,1	106,18	16.149.069,0
Marzo-06	13,00%	155.139,1	106,18	16.472.050,4
Marzo-07	13,00%	158.241,8	106,18	16.801.491,4
Marzo-08	13,00%	161.406,7	106,18	17.137.521,2
Marzo-09	13,00%	164.634,8	106,18	17.480.271,7
Marzo-10	13,00%	167.927,5	106,18	17.829.877,1
Marzo-11	13,00%	171.286,1	106,18	18.186.474,6
Marzo-12	13,00%	174.711,8	106,18	18.550.204,1
Marzo-13	13,00%	178.206,0	106,18	18.921.208,2

Nota: Se asumió que el valor de pérdidas reconocido por la CREG es del 13% a partir del 2004

5.6.2 Evaluación con programa de reducción. La gráfica que se aprecia a continuación es el resultado de como se comporta el balance de energía con el plan de reducción de pérdidas, siendo extremadamente notorio como disminuye la energía de entrada, mientras que la energía facturada se incrementa, concluyendo así que el éxito del programa consiste en que la empresa disminuirá gradualmente los niveles de compra de energía

Tabla 20 Evaluación con programa de reducción

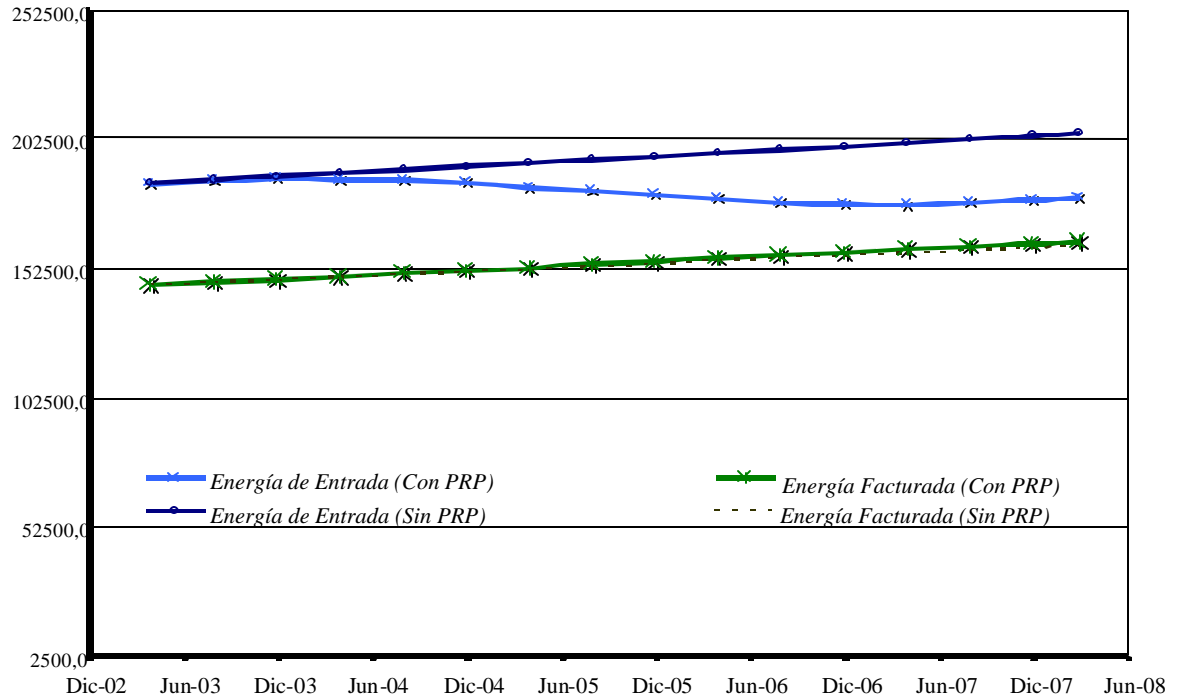
FECHA	ENERGÍA ENTRADA (MWh)	ENERGÍA FACTURADA (MWh)	PÉRDIDAS (MWh)	PÉRDIDAS (%)
Abril-03	185.646,2	146.432,4	39.213,7	21,12%
Marzo-04	187.135,4	149.223,1	37.912,3	20,26%
Marzo-05	184.623,7	152.563,4	32.060,4	17,37%
Marzo-06	179.805,7	156.135,7	23.670,0	13,16%
Marzo-07	177.403,9	159.639,6	17.764,3	10,01%
Marzo-08	180.013,6	162.912,3	17.101,3	9,50%
Marzo-09	183.613,8	166.170,5	17.443,3	9,50%
Marzo-10	187.286,1	169.493,9	17.792,2	9,50%
Marzo-11	191.031,8	172.883,8	18.148,0	9,50%
Marzo-12	194.852,5	176.341,5	18.511,0	9,50%
Marzo-13	198.749,5	179.868,3	18.881,2	9,50%

Nota: Los datos anteriores están dados por meses para mostrar la evolución.

Tabla 21 Beneficio con programa de reducción

FECHA	PERDIDAS CREG (%)	ENERGÍA FACTURADA (MWh)	TARIFA (\$/kWh)	BENEFICIO (miles de \$)
Abr-03	14,75%	146.432,4	108,26	15.852.445,5
Mar-04	13,00%	149.223,1	107,45	16.033.513,8
Mar-05	13,00%	152.563,4	111,06	16.943.331,1
Mar-06	13,00%	156.135,7	115,87	18.091.643,3
Mar-07	13,00%	159.639,6	119,19	19.026.888,8
Mar-08	13,00%	162.912,3	119,70	19.501.400,1
Mar-09	13,00%	166.170,5	119,70	19.891.428,1
Mar-10	13,00%	169.493,9	119,70	20.289.256,7
Mar-11	13,00%	172.883,8	119,70	20.695.041,8
Mar-12	13,00%	176.341,5	119,70	21.108.942,7
Mar-13	13,00%	179.868,3	119,70	21.531.121,5

Nota: Se asumió que el valor de pérdidas reconocido por la CREG es del 13% a partir del 2004.

Figura 34. Con programa de reducción

5.6.3 Energía recuperada con la implementación del programa de reducción de pérdidas. Como resultado de la implementación del programa de reducción de pérdidas se recupera energía por medio de la disminución en las compras al sistema, por esto a continuación se relacionan los resultados de la energía recuperada. Durante los 4 primeros años se evidencian los mayores beneficios, en los siguientes años continua el proceso pero no con los mismos resultados, sino que su crecimiento es mas modesto.

Tabla 22 Energía Recuperada y Beneficio operativo

FECHA	ENERGIA RECUPERADA (kWh)	BENEFICIO (Millones de \$)
Año 2003	-	-
Año 2004	11.069,22	1.022.891,19
Año 2005	59.448,92	5.562.802,65
Año 2006	157.366,29	14.834.448,60
Año 2007	249.707,38	23.641.234,97
Año 2008	292.767,17	27.800.397,13
Año 2009	301.966,62	28.672.921,39
Año 2010	308.005,95	29.246.379,81
Año 2011	314.166,07	29.831.307,41
Año 2012	320.449,39	30.427.933,56
Año 2013	326.858,38	31.036.492,23

5.6.4 Indicadores de rentabilidad del proyecto para ESSA. Para evaluar los resultados financieros obtenidos por la implementación del programa se realizó la modelación de los resultados en un flujo de caja. Allí se evaluó la tasa interna de retorno TIR así como también el valor presente neto (VPN) para los 20 años siguientes después implementar el plan de reducción de pérdidas. Los resultados arrojados por esta evaluación para los primeros 10 años se muestran en la figura N° 35. El resultado de los 20 años se encuentra en el anexo 8

Para saber si el proyecto es rentable se debe cumplir con los siguientes parámetros:

- El valor presente neto debe ser mayor que cero
- La tasa interna de retorno debe ser mayor que la tasa de interés de oportunidad.
- La relación beneficio / costo debe ser mayor que uno (1)

Como se puede observar en las figuras 35 y 36 el proyecto si es atractivo desde el punto de vista financiero al cumplir con los puntos anteriormente escritos. El período de tiempo en el cual se podría recuperar la inversión es aproximadamente en el noveno año después de haber implantado el programa de reducción de pérdidas. Es necesario aclarar que aunque el grueso de la inversión se da durante los primeros cuatro años se debe seguir realizando una inversión mínima para el mantenimiento del plan de reducción y control de pérdidas.

Como se pudo indicar en el presente capítulo se determinó la rentabilidad de un programa de reducción y control de pérdidas, tomando como referencia los indicadores financieros de ESSA ya que con estos se determina en que período de tiempo se recupera la inversión y si los beneficios que se obtienen con el programa si son considerables en comparación con la inversión y la posibilidad de que un programa de esta dimensión se realice.

Figura 35 Modelo de evaluación del proyecto de pérdidas

MODELO DE EVALUACION DEL PROYECTO DE PERDIDAS										
MILES DE PESOS CONSTANTES DE FEBRERO DE 2003										
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
COSTOS										
PMSC	11.371.254	15.161.672	11.371.254	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125
PMD	16.880.649	25.320.974	25.320.974	16.880.649	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097
TOTAL	28.251.903	40.482.645	36.692.227	18.017.774	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223
BENEFICIOS										
BENEFICIOS POR DISMINUCION DE COMPRAS Y AUMENTO DE VENTAS	-	1.022.891	5.562.803	14.834.449	23.641.230	28.672.921	29.246.380	29.831.307	30.427.934	
Porcentaje			443,83%	166,67%	59,37%	7,59%	3,14%	2,00%	2,00%	2,00%
COSTOS - BENEFICIO	-28.251.903	-39.459.754	-31.129.425	-3.183.326	19.972.011	25.003.699	25.577.157	26.162.085	26.758.711	
AÑO 0		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
TIR (\$constantes)						-9,33%	-1,64%	3,44%	6,98%	
TIR (\$corrientes)						-2,98%	5,24%	10,68%	14,47%	
VPN (10%)		-89.851.204	-89.851.204	-92.242.884	-78.601.631	-49.504.234	-36.379.108	-24.174.303	-12.825.997	

TASA DE INTERES - PESOS CORRIENTES	TASA DE INTERES - PESOS CONSTANTES	VPN AÑO 1	VPN AÑO 2	VPN AÑO 3	VPN AÑO 4	VPN AÑO 5	VPN AÑO 6	VPN AÑO 7	VPN AÑO 8	VPN AÑO 9
11,00%	3,74%	\$ -95.215.971	\$ -95.215.971	\$ -98.067.406	\$ -80.822.334	\$ -60.736.843	\$ -40.675.082	\$ -20.892.733	\$ -1.387.159	\$ 17.8
12,00%	4,67%	\$ -94.362.113	\$ -94.362.113	\$ -97.137.851	\$ -80.500.474	\$ -61.295.787	\$ -42.285.058	\$ -23.706.476	\$ -5.551.387	\$ 12.1
13,00%	5,61%	\$ -93.527.858	\$ -93.527.858	\$ -96.230.554	\$ -80.174.339	\$ -61.804.509	\$ -43.781.129	\$ -26.323.325	\$ -9.414.438	\$ 6.9
14,00%	6,54%	\$ -92.712.573	\$ -92.712.573	\$ -95.344.767	\$ -79.844.559	\$ -62.266.412	\$ -45.171.069	\$ -28.757.435	\$ -12.999.338	\$ 2.1
15,00%	7,48%	\$ -91.915.650	\$ -91.915.650	\$ -94.479.774	\$ -79.511.712	\$ -62.684.656	\$ -46.462.077	\$ -31.021.845	\$ -16.327.175	\$ -2.3
16,00%	8,41%	\$ -91.136.509	\$ -91.136.509	\$ -93.634.888	\$ -79.176.331	\$ -63.062.181	\$ -47.660.824	\$ -33.128.576	\$ -19.417.275	\$ -6.4
17,00%	9,35%	\$ -90.374.589	\$ -90.374.589	\$ -92.809.454	\$ -78.838.904	\$ -63.401.722	\$ -48.773.493	\$ -35.088.717	\$ -22.287.370	\$ -10.3
18,00%	10,28%	\$ -89.629.355	\$ -89.629.355	\$ -92.002.839	\$ -78.499.882	\$ -63.705.824	\$ -49.805.822	\$ -36.912.505	\$ -24.953.735	\$ -13.8
19,00%	11,21%	\$ -88.900.292	\$ -88.900.292	\$ -91.214.442	\$ -78.159.676	\$ -63.976.858	\$ -50.763.136	\$ -38.609.395	\$ -27.431.324	\$ -17.1
20,00%	12,15%	\$ -88.186.905	\$ -88.186.905	\$ -90.443.682	\$ -77.818.666	\$ -64.217.031	\$ -51.650.383	\$ -40.188.130	\$ -29.733.887	\$ -20.1
21,00%	13,08%	\$ -87.488.719	\$ -87.488.719	\$ -89.690.004	\$ -77.477.198	\$ -64.428.401	\$ -52.472.159	\$ -41.656.795	\$ -31.874.075	\$ -23.0
22,00%	14,02%	\$ -86.805.277	\$ -86.805.277	\$ -88.952.875	\$ -77.135.592	\$ -64.612.886	\$ -53.232.737	\$ -43.022.875	\$ -33.863.540	\$ -25.6
23,00%	14,95%	\$ -86.136.139	\$ -86.136.139	\$ -88.231.781	\$ -76.794.139	\$ -64.772.276	\$ -53.936.095	\$ -44.293.300	\$ -35.713.016	\$ -28.0
24,00%	15,89%	\$ -85.480.883	\$ -85.480.883	\$ -87.526.232	\$ -76.453.107	\$ -64.908.241	\$ -54.585.933	\$ -45.474.495	\$ -37.432.402	\$ -30.3
25,00%	16,82%	\$ -84.839.103	\$ -84.839.103	\$ -86.835.755	\$ -76.112.741	\$ -65.022.339	\$ -55.185.697	\$ -46.572.416	\$ -39.030.834	\$ -32.4

6. CONCLUSIONES

Se diseñó una metodología que permitió evaluar un programa efectivo para mejora de la eficiencia en empresas de distribución colombianas, en particular el caso de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ESSA, proponiendo acciones concretas que lograron una reducción de las pérdidas no técnicas beneficiando a la empresa tanto técnica como económicamente mejorando así la prestación del servicio.

Se diagnosticó el estado actual de la empresa en cuanto a la energía demandada y la energía facturada y se estableció para cada sector de consumo su nivel de pérdidas (calculadas y/o estimadas), también se detectaron las causas de la existencia de las pérdidas no técnicas y las posibles soluciones para minimizarlas.

Se determinó que las pérdidas no técnicas traen muchos efectos negativos para las empresas de distribución, como lo son; menores ingresos por energía no facturada, mayores costos por compras adicionales de energía, mayores costos de conservación en redes de distribución, adelantos de inversiones en las mismas y menores ingresos por exceder los límites de las pérdidas reconocidas en la tarifa por la CREG. De igual manera los usuarios conectados ilegalmente registran por lo general, niveles de consumo muy altos. Por tanto la reducción de pérdidas no técnicas reduce el volumen de energía que la compañía debe adquirir para satisfacer la demanda, incrementa el volumen de energía efectivamente vendida debido a la mejora de la calidad del servicio, (especialmente en barrios carenciados) y el aplazamiento de las inversiones.

Se observó que en un proyecto de disminución y control de pérdidas en distribución, es primordial desagregar las pérdidas tanto en técnicas como no técnicas. Conforme a la presente metodología, las pérdidas no técnicas a su vez, deben ser desagregadas por tipo de cliente, estrato socioeconómico y consumo para adoptar así medidas correctivas para cada uno de estos. Se deben emprender acciones justo en el problema que más deterioro trae al las finanzas de la empresa. Se obtuvo que en la mayoría de los casos la principal deficiencia se encuentra en los clientes que cuentan con medida especialmente estrato 1 y 2, pero que de alguna manera realizan pagos inferiores de acuerdo a lo que realmente consumen, debido al hurto de energía por parte de los usuarios, o deficiencias en la medida. Esto de alguna manera es lógico debido a que la cantidad de clientes con medidor es mayor a la cantidad de usuarios sin medidor.

En el caso de la Electrificadora de Santander y de acuerdo al análisis financiero, es efectivo implantar un programa de reducción y control de pérdidas a pesar de los altos

costos que esto conlleva, ya que a la larga se obtienen mayores beneficios debido al período de pago.

Se precisó que la única manera de discriminar las pérdidas por su origen es por medio trabajos de campo como la macromedición, y la inspección, ya que sería casi imposible en teoría encontrar los sectores en los que se presentan las pérdidas más altas, debido a que no se cuenta con una localización geográfica de los posibles infractores o de mediciones erróneas.

7. RECOMENDACIONES

El primer paso cuando se va a establecer un programa de reducción de pérdidas de una empresa de distribución es el de realizar una reestructuración administrativa de la empresa abriendo un departamento o división de pérdidas autónomo dependiente directamente de la gerencia, con recursos económicos y humanos suficientes y durante un periodo, hasta cumplir con las metas mínimas de disminución de pérdidas, esto en el caso de que la empresa sea de carácter público; si la empresa es de carácter privado se debe conformar un grupo o estamento independiente que trabaje en conjunto con la compañía distribuidora encargado del manejo de las pérdidas y que constantemente esté renovando sus bases de datos con información real.

Lo anterior es de gran consideración puesto que se observó que la mayoría de las empresas de distribución cuentan con una base de datos poco efectiva, haciendo más complejo el estudio de reducción de pérdidas, puesto que prácticamente se estaría partiendo de cero y tanto la efectividad como la rapidez de tal estudio dependen de la calidad de la información con que se cuenta.

Este departamento podría contar con los servicios de personas provenientes de la misma empresa, preferiblemente, con conocimientos acerca de pérdidas que se encargarían de contratar y controlar la ejecución de los planes u obras de los diferentes programas dentro del proyecto de reducción de pérdidas con terceros.

El segundo paso dentro de un plan de reducción de pérdidas, consiste en que el grupo encargado del manejo de las pérdidas de la empresa diseñe programas individuales para corregir cada tipo de pérdida según la desagregación de las pérdidas no técnicas realizada al inicio de la implementación del proyecto de reducción de pérdidas. Tales programas deben ser tratados con mayor relevancia dependiendo de la influencia que este tenga dentro del conflicto de las pérdidas en general.

Cada tipo de programa trae consigo unas acciones específicas a realizar. Como se debe lograr que los clientes paguen por toda la energía que consumen se dan una serie de tareas dentro de las que encontramos; lograr medir el consumo de los clientes y luego cobrarlo correctamente. Para medir se debe detectar quienes toman la energía directamente de la red sin pasar por el medidor y quienes modifican el medidor, también se debe regularizar el suministro de la energía.

BIBLIOGRAFIA

- ACCIONES CONTRA FRAUDE Y HURTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Argentina. Octubre 2001.
- ARIAS, Nelson. Estudio técnico económico de la viabilidad financiera de una empresa electrificadora. Bogotá, D.C. 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad de la Salle.
- BERMÚDEZ CORDERO, Ricardo. Aproximación cualitativa a las pérdidas no técnicas de energía sector eléctrico colombiano caso EMCALI. Bogotá, D.C. 1993. Tesis (Ingeniero eléctrico). Universidad de los Andes.
- GUTIÉRREZ Luis E. Criterios y procedimientos para el análisis económico de los proyectos de reducción de pérdidas. Banco Interamericano de Desarrollo. OLADE
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Y MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. Estrategia de la nación para fortalecer la distribución de energía eléctrica en 13 departamentos. Junio de 2001.
- MUNASINGHE, Mohan. Economic Principles and policy electricity loss reduction. 1988. SIMPOSIO LATINOAMERICANO SOBRE CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE). MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS. 1988
- POSADA, Aníbal. Pérdidas en sistemas eléctricos, desarrollo de la problemática en Colombia. 1988. SIMPOSIO LATINOAMERICANO SOBRE CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.

- REDUCCIÓN ANUAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN. CONELEC. Ecuador. 1999
- RODRÍGUEZ, Mauricio. El caso de las electrificadoras de la costa del caribe colombiano. Bogotá, D.C. 2000. Tesis. (Ingeniero Eléctrico). Universidad de los Andes.
- SEMINARIO DE MEDICIÓN. SISTEMA DE CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS. CREG. Bogotá. 2001.
- I SEMINARIO INTERNACIONAL DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Venezuela. 12 noviembre de 1999.
- <http://www.creg.gov.co>
- http://www.conelec.gov.ec/legislacion/legal/regulaciones/rg_rapt.html
- <http://www.essa.com.co>
- <http://www.minminas.gov.co/> - 8k –
- http://www.olade.org.ec/publicaciones/otras_publicaciones.htm
- [http://www.secier.org.uy/\(pys\)/cdroms/lsiper.htm](http://www.secier.org.uy/(pys)/cdroms/lsiper.htm) – 10k

ANEXO 1

Errores en la estimación de los consumos

Los errores en la estimación de los consumos constituyen una parte esencial de las pérdidas no técnicas tanto a nivel de usuarios regulados como no regulados. En la mayoría de los casos de usuarios regulados los estimativos están basados en los datos suministrados por los medidores de energía. Como se está hablando de estimaciones es muy probable que se introduzcan errores que pueden llegar a ser significativos, es muy importante que se conozca la magnitud de éstos.

Fuentes de error en las mediciones: Los errores de medición de energía eléctrica pueden atribuirse a dos causas principales:

1. Descalibración propia de los medidores.

- Error intrínseco del aparato: Son errores que varían de acuerdo con la clase de aparato, dependiendo de las normas que se utilicen pueden tener valores, que generalmente no deben ser mayores que 0.5% para rangos de consumo entre 0 y 200% del valor nominal.
- Errores debidos a las condiciones de operación: La precisión de las lecturas puede variar con las condiciones de carga, ejemplo el factor de potencia, etc.
- Errores por descalibración del aparato en el momento de instalación: Debido al mal manejo del aparato durante su instalación o transporte, o por descalibración de fábrica.
- Errores por daño del medidor: Daños parciales o totales, generalmente por fallas en la bobina de corriente. Puede producir errores graves de registro, los cuales pueden pasar inadvertidos si la revisión de la facturación permite variaciones grandes de consumo.
- Errores debido al envejecimiento: Pueden deberse al aumento de fricción o a variaciones de las propiedades de los circuitos magnéticos.

2. Errores en el montaje de los equipos de medición.

- Error en el montaje de transformadores de corriente CT o de potencial PT: Estos errores ocurren en instalaciones de tipo industrial donde los consumos son grandes y por lo tanto su efecto es importante.
- Error en la conexión del medidor mismo: Ocurre en todo tipo de instalación.
- Errores de medida para ventas en bloque: Debido al volumen de energía, los errores en medidas sobre las cuales se basa la facturación de ventas en bloque tienen un impacto

enorme sobre las finanzas de la empresa. Aunque la mayoría de las empresas son muy conscientes de este problema y compran equipos de buena calidad para éstos puntos neurálgicos, no son muchas las que llevan a cabo un programa de mantenimiento y recalibración periódica de estos equipos. Es bueno recalcar la necesidad de disponer de medidores patrones en los bancos de prueba de la empresa, con una precisión adecuada y que además hayan sido calibrados con patrones universalmente aceptados.

Pérdidas de energía por descalibración en medidores: En el otro extremo del espectro de mediciones de energía están los que sirven para estimar la energía consumida por suscriptores individuales. Estos indicadores son muy numerosos y cada uno registra una cantidad de energía relativamente pequeña.

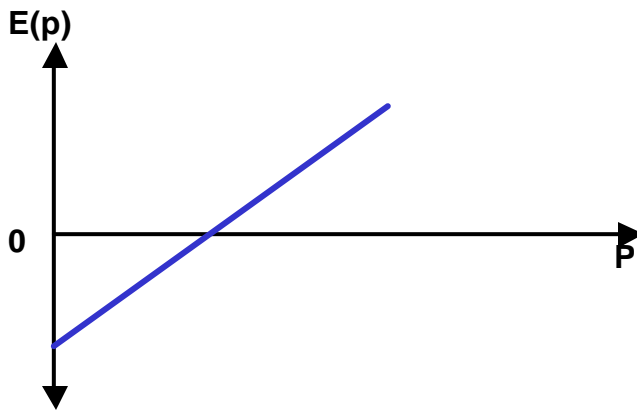
Por estas características es impráctico, desde el punto de vista económico, revisar todos los medidores. Las pérdidas de energía debidas a descalibración de medidores individuales deben estimarse mediante un muestreo estadístico.

- Errores de medida de energía. Debido a sus características de construcción, los medidores presentan errores de medida de potencia que no son constantes, sino que depende de las condiciones de operación. Cuando la potencia que se mide en el instante τ es $P(t)$, el error de medida es $\epsilon_p(t)$, dado por:

$$\epsilon_p(t) = \epsilon_p(P(t))$$

La función que da el error de medición de potencia, es una característica de cada aparato. Generalmente es suficiente con aproximar esta función en forma sencilla por una forma lineal o cuadrática como se puede observar en la siguiente figura.

Curva de calibración de un medidor de energía



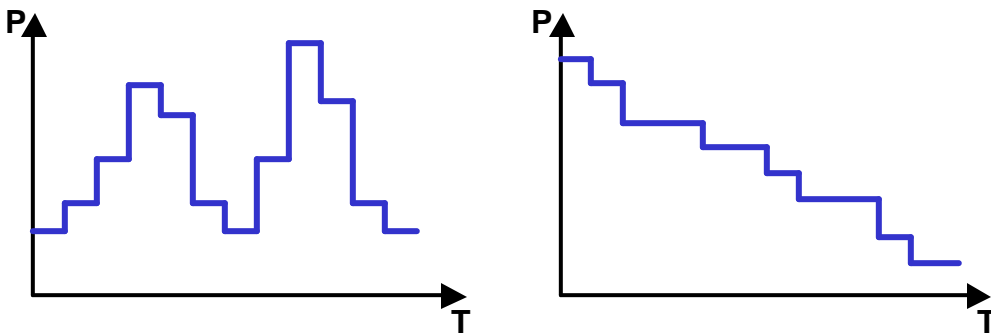
Los errores de medición de potencia producen un error en la medición de energía dado por:

$$L_M = \int_0^T \epsilon_P (P(t)) dt \approx \sum_{i=1}^N \epsilon_P (P(t_i)) \Delta t_i$$

Donde la sumatoria se usa como aproximación de la integral. En este caso se representa la curva de carga por medio de segmentos de duración Δt_i , durante las cuales la potencia es constante. La expresión anterior indica que los errores de medición dependen del patrón de consumo. Por ejemplo cargas pequeñas constantes producen errores muy diferentes a cargas grandes de poca duración, aunque la energía consumida es la misma.

Para evaluar el error de medición de energía, es necesario conocer la curva de carga de cada usuario, o lo que es equivalente su curva de duración de carga como lo muestra la siguiente figura.

Curvas de carga y duración de carga para un usuario individual



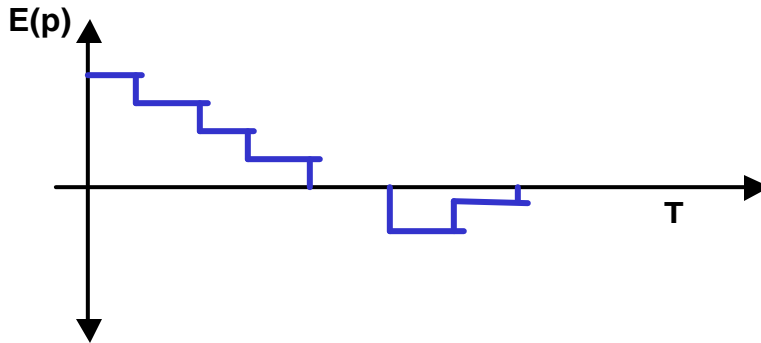
Teniendo en cuenta que las dos curvas de la figura representan el mismo patrón de carga para un usuario determinado, el error de medición se puede evaluar como:

$$L_M = \int_0^T \epsilon_P (P(t)) dt = \int_0^T \epsilon_P (P(\tau)) d\tau \approx \sum_{i=1}^M \epsilon_P (P(\tau)) \Delta \tau_i$$

La aproximación dada por la sumatoria se considera en el mismo sentido que en la curva de carga, pero en este caso la aproximación se efectúa sobre la curva. Esta curva se aproxima por segmentos de duración $\Delta \tau_i$, durante los cuales la potencia es constante. Puesto que la curva de duración es más fácil de aproximar, debido a que es más suave por su efecto de integración, esta última expresión es más conveniente para el cálculo de errores.

Si se grafican los errores correspondientes a la figura anterior, se obtiene la siguiente figura:

Error de medición de potencia para un usuario



El anterior desarrollo permite deducir algunos aspectos de la medición:

Los valores pequeños de $P(t)$ no producen valores apreciables de I_M , a menos que tengan una duración muy grande.

Los errores pueden ser positivos o negativos. La integración cancela valores, el valor de L_M puede llegar a ser cero ó negativo en casos extremos.

Los errores no son aditivos. En particular los métodos de estimación de errores basados en el error a potencia nominal tienden a sobreestimar los errores, a menos que se hagan correcciones para considerar el patrón de consumo.

Con el fin de obtener subpoblaciones homogéneas, se debe efectuar un muestreo estratificado, en primer lugar por tipo de medidor y en segundo por tipo de consumidor. El muestreo de los contadores produce una curva típica de error por calibración. Una vez obtenida la curva de calibración típica para cada grupo de medidores, se puede estimar el error de medición L_M , usando una curva típica de duración de carga.

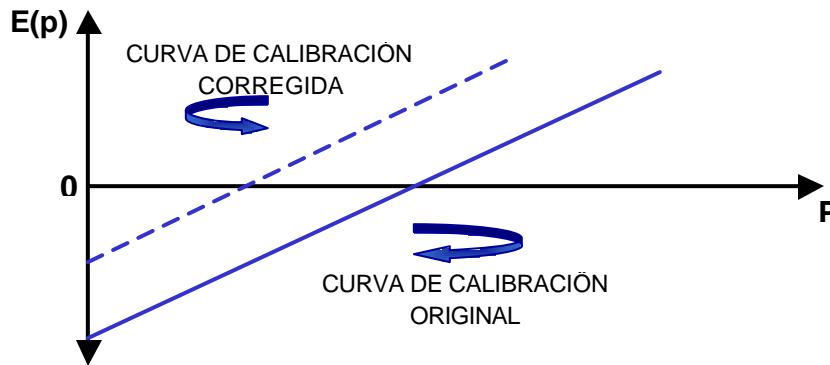
- Control de pérdidas por descalibración. La principal medida de control consiste en reemplazar los medidores defectuosos por nuevos y ajustar los que estén descalibrados. Éstas medidas no son posibles si no se detectan los aparatos defectuosos, por lo tanto las medidas de control deben incluir un programa de revisión de medidores en diversas partes del sistema. Para la inspección se debe proceder en un orden de prioridad, de acuerdo con la magnitud de la energía que se mide en el punto respectivo. Un posible orden de prioridad es el siguiente:

- Plantas de generación
- Puntos de intercambio en bloque
- Subestaciones
- Grandes consumidores
- Pequeños consumidores

La implantación del esquema de revisión se debe complementar con políticas rigurosas de control de calidad en los bancos de prueba de las empresas y de los procedimientos de calibración con el fin de garantizar la efectividad de los ajustes que se la hacen a los aparatos.

Cuando las pérdidas de energía debidas a descalibración son muy grandes, es posible introducir modificaciones en el ajuste de los medidores, con el fin de reducir el error de medición. Se trata de obtener una curva de error de calibración modificada, de tal manera que se tenga un valor de I_M igual a cero como de ilustra en la siguiente figura. El ajuste debe escogerse separadamente para cada tipo de consumidor y para cada clase de consumidor.

Modificación de la curva de calibración de un medidor



Para usuarios cuyos consumos son estimados o por tarifa fija, se recomienda instalar medidores comunales como instrumentos de estimación de pérdidas por éste concepto. Los datos obtenidos en los medidores comunales también permiten la recalibración de los valores estimados para el cobro a tarifa fija.

ANEXO 2

**FORMULARIO ENCUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA EN
EMPRESAS DE DISTRIBUCION**

1. BALANCE DE ENERGIA

Datos de los últimos doce meses, acerca de:

- Energía comprada al sistema (discriminar compras a generadores, comercializadoras y bolsa)
- Energía generada por ESSA u otros dentro del sistema de ESSA.
- Costo promedio histórico de compra de energía
- Tarifas de venta.
- Energía facturada y porcentaje de cartera.

2. FACTURACION Y NUMERO DE CLIENTES

	CON MEDIDA		SIN MEDIDA		USUARIOS NO CLIENTES	
CLIENTES	# de usuarios	Energía	# de usuarios	Energía	# de usuarios	Energía
➤ No Regulados						
➤ Regulados						
➤ Industrial						
➤ Comercial						
➤ Residencial						
➤ Estratos 3 al 6						
➤ Estratos 1 y 2						

- Estimar cuanto tiempo tarda la facturación desde el momento de la medición (lectura) hasta la emisión de la factura.

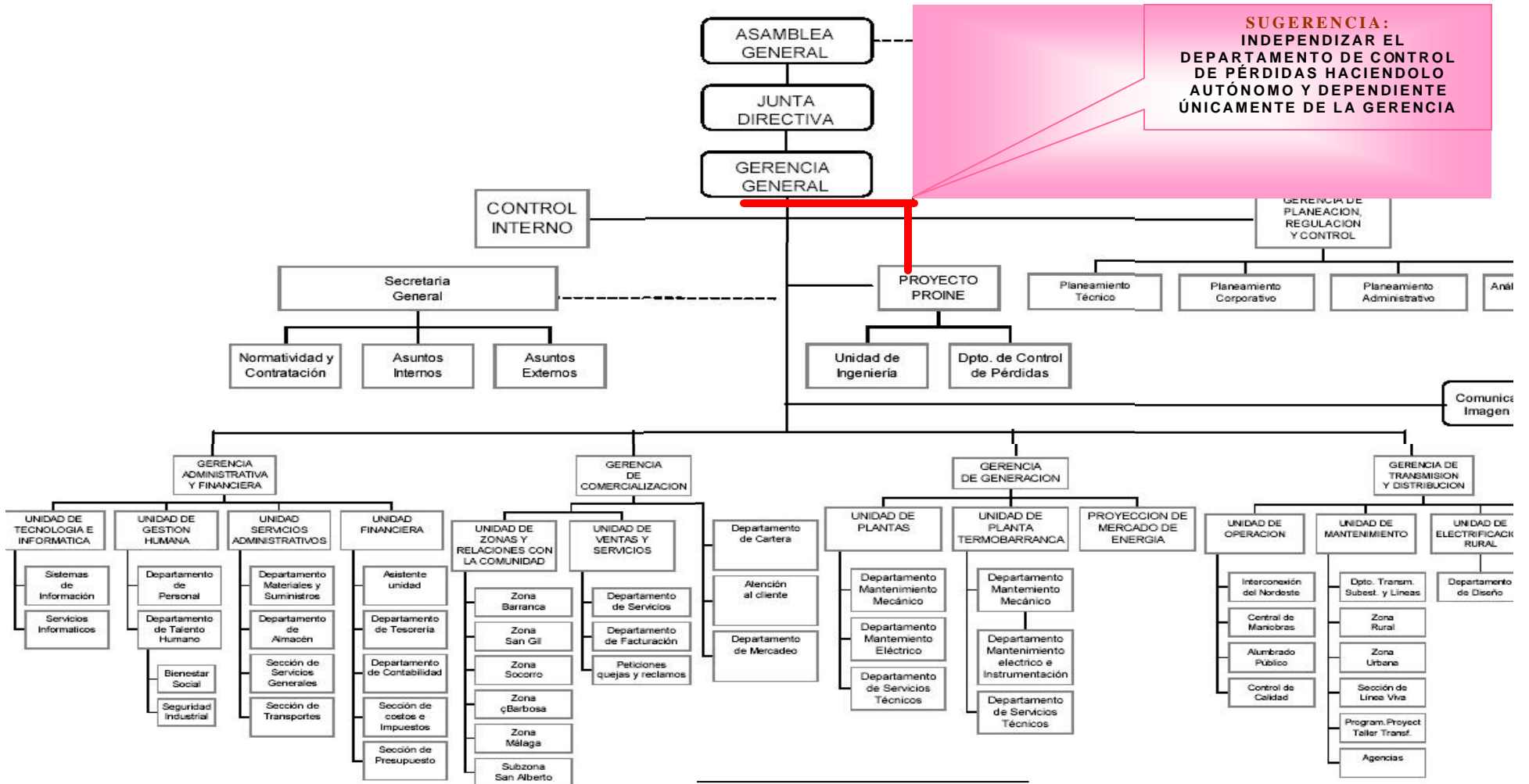
3. SISTEMA DE INFORMACION COMERCIAL

- Describir el funcionamiento y la estructura del sistema de información comercial.
- Describa los mecanismos de control utilizados.
- Describa el sistema de atención de reclamos.

4. ESTADO DE PÉRDIDAS DE LA EMPRESA

- ¿Cómo está organizado el equipo encargado del control de pérdidas dentro de la empresa y dónde está ubicado dentro del organigrama? (anexar organigrama)
- ¿Dentro del presupuesto está incluido o se prevé algún capital para control de pérdidas?
- ¿Se han implementado mecanismos de control de pérdidas en equipos de medida o en las redes de distribución (redes antifraude)?
- ¿Qué acciones han sido ejecutadas con anterioridad para dar solución a las pérdidas en distribución? ¿Cuáles han sido efectivas? ¿Cuáles fueron los resultados en cifras?
- Incluir una descripción de la topología típica de las redes, esquemas de protección y suplencia.
- ¿Cuentan con relés de recierre en los alimentadores?
- ¿A partir de que carga son denominados los grandes clientes? Estos cuentan con transformadores exclusivos?
- ¿Cual es el índice de pérdidas estimado en los años 2002 y 2003
- Calibre típico del conductor
- Distancia promedio de los alimentadores
- Topología típica de redes
- Incluir datos históricos de los indicadores DES y FES.
- ¿Se cuenta con un equipo técnico para hacer pruebas de medidores?
- ¿A cuanto asciende la suma dentro del presupuesto para la instalación de acometidas?

ANEXO 3 ORGANIGRAMA ESSA



ANEXO 4

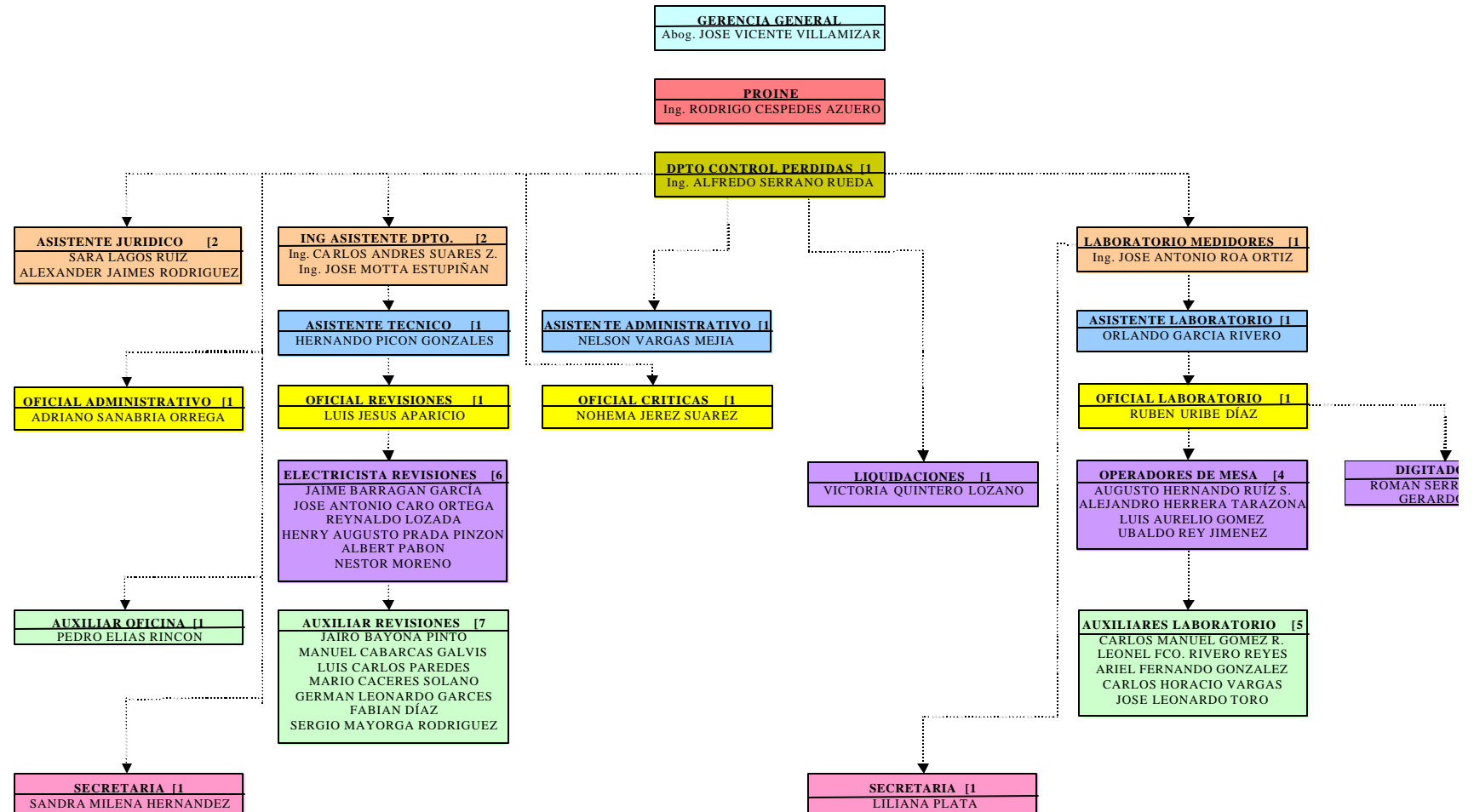
Composición accionaria de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P.

DETALLE	SALDO A LA FECHA	PARTICIPACIÓN %
La Nación	117.251.470.250,00	81,78020
Departamento de Santander	16.226.659.250,00	11,31772
ECOPETROL	5.216.870.720,00	3,63865
Municipio Bucaramanga	4.121.185.110,00	2,87443
Municipio San Vicente	108.360.030,00	0,07558
Municipio Barrancabermeja	86.914.900,00	0,06062
Municipio Puerto Wilches	56.506.680,00	0,03941
Municipio Cerrito	48.784.740,00	0,03403
Fábrica de San José de Suaita	40.205.710,00	0,02804
Municipio de Vélez	39.824.480,00	0,02778
Municipio de San Gil	24.831.110,00	0,01732
Municipio de Barbosa	23.630.850,00	0,01648
Municipio de Guadalupe	17.043.200,00	0,01189
Municipio de Molagavita	16.710.970,00	0,01166
Municipio de Oiba	15.342.470,00	0,01070
Municipio de Bolivar	14.416.040,00	0,01005
Municipio de Suaita	11.959.480,00	0,00834
Municipio de Guepsa	10.873.290,00	0,00758
Municipio de Sucre	8.552.200,00	0,00596
Municipio de Málaga	7.986.290,00	0,00557
Municipio del Socorro	5.998.540,00	0,00418
Municipio de Chipatá	5.130.770,00	0,00358
Municipio de Chima	4.137.800,00	0,00289
Municipio de Palmas del Socorro	3.879.630,00	0,00271
Municipio de Guavatá	3.817.380,00	0,00266
Municipio de Guapotá	1.730.510,00	0,00121
Alvarez Benigno	434.160,00	0,00030
Rugeles Moreno Saul	250.530,00	0,00017

Luque José Angel	136.110,00	0,00009
Plata Marco Tulio	136.110,00	0,00009
Asilo San Antonio-Socorro	50.100,00	0,00003
Rugeles Pablo	30.870,00	0,00002
CELGAC S.A.	23.730,00	0,00002
Díaz Pedro José	15.780,00	0,00001
Rodríguez Teófilo	15.780,00	0,00001
TOTAL CAPITAL	143.373.915.570,00	100,00

ANEXO 5

Organigrama del departamento de pérdidas de la Electrificadora de Santander ESSA S.A E.S.P.



ANEXO 6

Evaluación económica para proyectos de reducción de pérdidas

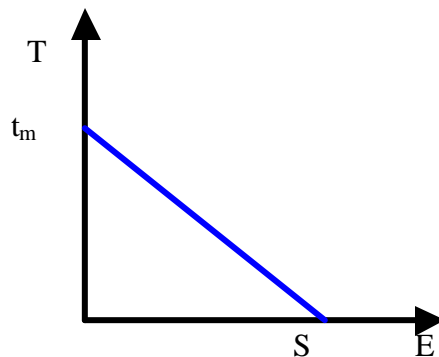
- **Cálculo de los beneficios.**

Los beneficios económicos obtenidos por un programa de reducción de pérdidas no técnicas significan el ahorro en la reducción del consumo como efecto del aumento en la tarifa evidenciado en los usuarios que se integran legalmente ya que estos tenían tarifa muy baja para su consumo o nula. Este beneficio se puede calcular de acuerdo a los siguientes parámetros:

Se debe hacer diferencia entre dos casos; en el primero en el cual existen conexiones clandestinas o fraudulentas que no pagan por la energía que consumen. El otro caso es en el que el usuario altera el medidor y solamente paga una fracción de la energía que consume.

Teniendo como base la estimación anual de los consumos fraudulentos por cada grupo se calcula la curva de demanda. Cuando el consumo es nulo como lo es el caso de los usuarios sin medida, la curva de demanda seguirá las siguientes características:

Curva de demanda consumo fraudulento.



Obteniendo de este modo la ecuación:

$$T = T_m - \frac{T_m E}{S'}$$

Donde:

T = Tarifa aplicable al consumo marginal legítimo de conexiones en el

mismo estrato

S' = Consumo fraudulento anual

Cuando la tarifa es diferente a cero la ecuación es:

$$T = \frac{t(e-1)}{e} + \left(\frac{t}{eS'} \right) E$$

Donde:

t = Tarifa aplicable al consumo marginal

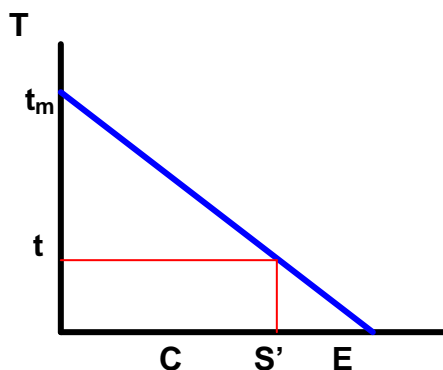
e = Elasticidad de la demanda (0,5 residenciales y 0,6 comerciales)

E = Eje del consumo anual de energía

S' = Consumo fraudulento anual

El siguiente caso consiste en calcular la reducción en el consumo resultado del cobro a los usuarios fraudulentos las tarifas de los usuarios clientes, la curva de demanda seguirá las siguientes características:

Curva de demanda – disminución consumo fraudulento

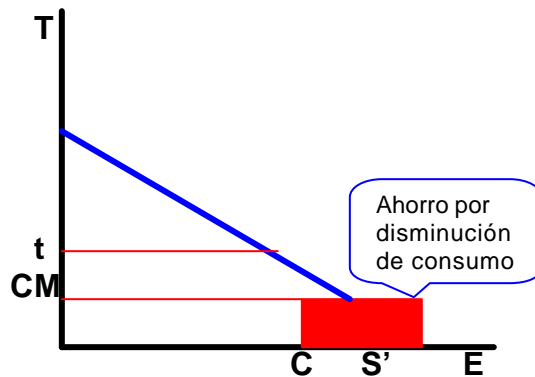


Esto se logra sustituyendo la tarifa aplicada en la ecuación anterior y solucionándola para C , cuando $T = t$. La disminución anual en el consumo es:

$$\text{Disminución anual} = S' - C$$

- **Cálculo de la disminución del costo por reducción del consumo.**

Curva de demanda – disminución en el costo anual por disminución en el consumo fraudulento

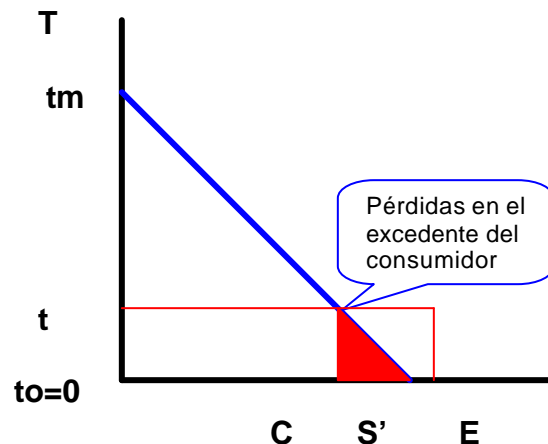


Este cálculo se hace multiplicando la disminución anual en el consumo ($S' - C$) por el costo marginal a nivel de acometida de ofrecer las conexiones (CM).

$$\text{Disminución en costo anual} = (S' - C)CM$$

- **Cálculo de la pérdida del excedente del consumidor por haber reducido el consumo.**

Curva de demanda - pérdida en el excedente del consumidor



Este cálculo se hace multiplicando la disminución anual en el consumo $(S'-C)$ $\frac{1}{2}$ de la diferencia entre la tarifa que la conexión paga con el proyecto (t) t la tarifa que pagaba cuando consumía en forma fraudulenta (t_0)

$$\text{Pérdida en el excedente del consumidor} = (S'-C) \frac{1}{2}(t - t_0)$$

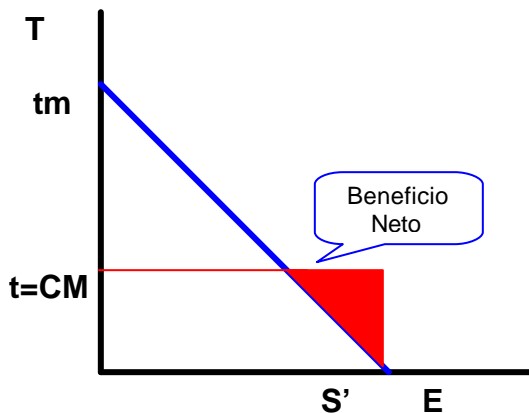
- **Cálculo del beneficio neto anual de la reducción del consumo fraudulento.**

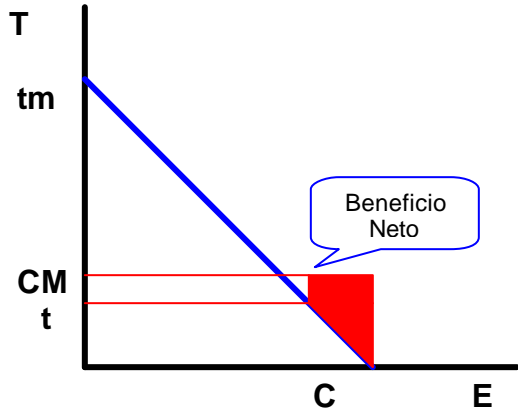
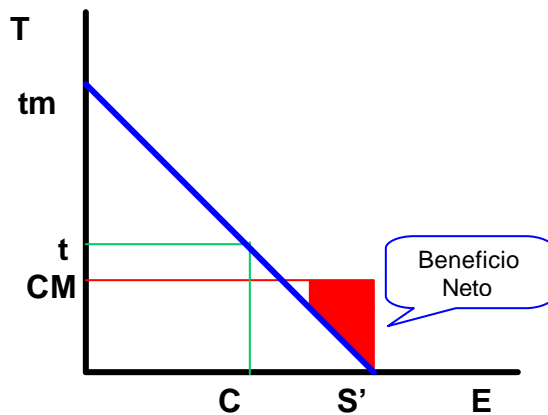
Este cálculo se hace restando la pérdida del excedente del consumidor del ahorro en costo por disminución del consumo.

$$\text{Beneficio neto} = (S'-C) CM - (S'-C) \frac{1}{2}(t - t_0)$$

Las siguientes figuras muestran el resultado del cálculo en tres casos diferentes. En los casos en que la conexión ilegal recibe un servicio inadecuado, puede aumentar el consumo en lugar de reducirlo cuando se le da un servicio adecuado y con cobro. En este caso el principal beneficio es la inclusión de un nuevo cliente del sistema.

Tarifa del consumo marginal igual al costo marginal



Tarifa inferior al costo marginal*Tarifa superior al costo marginal*

Beneficio económico: Para calcular las pérdidas no técnicas se aplican metodologías de evaluación del mercado con corrección por elasticidad tarifa-consumo para lograr los valores realistas ajustados de las pérdidas. Las elasticidades correspondientes se obtienen por comparación de los resultados de la macro medición en los estratos socioeconómicos para clientes con y sin lectura del medidor.

Lo anterior significa que las campañas de reducción de pérdidas tienen un doble efecto en la economía de la empresa. Y un tercer efecto derivado de la mejor utilización de la infraestructura física por disminución de pérdidas, dichos efectos son:

- El incremento de ingresos por ventas y el ahorro energético en las compras, en función de la elasticidad demanda - costo, cuando existan variaciones tarifarias en los sectores de consumo, debidas a la ejecución del plan.
- El incremento de las ventas de energía como resultado de la mejoría del voltaje de servicio, en función de la reducción de pérdidas, especialmente en los barrios subnormales, si se considera relevante.
- El aplazamiento de la inversión en activos fijos, en función de aumento de la eficiencia del sistema por mejor aprovechamiento de la infraestructura existente.

ANEXO 7**Antecedentes generales y costos de otros programas de reducción**

ANTECEDENTES GENERALES Y COSTOS DE LOS PROGRAMAS			
CONCEPTO	EDELNOR	EDESUR	CODENSA
	Perú	Argentina	Colombia
CANTIDAD DE CLIENTES	700,000	2,100,000	1,500,000
PERDIDAS DE ENERGIA AL INICIO DEL PRAGRAMA	16.16%	19.60%	23.78%
FECHA DE INICIO	Ene-96	Nov-93	Ene-98
FECHA DE TERMINACION	Dic-97	Dic-95	Dic-01
DURACION DEL PROYECTO	24 meses	25 meses	35 meses
SERVICIOS ATENDIDOS EN EL PROYECTO	370,000	750,000	600,000
Proyecto PIMT – PMR	220,000	350,000	280,000
Proyecto Normalización - PMS	150,000	400,000	320,000
COSTO DE CONSTRUCCION TOTAL (US \$)	82,000,000	162,502,000	161,388,000
Proyecto PIMT - PMR	71,500,000	122,500,000	107,277,000
Proyecto Normalización - PMS	10,500,000	40,000,000	54,112,000
COSTO DE CONSTRUCCION PROMEDIO (US \$ / Cliente)	222	217	269
Proyecto PIMT - PMR	325	350	383
Proyecto Normalización - PMS	70	100	169

ANEXO 8 Modelo de evaluación financiera de ESSA

MODELO DE EVALUACION DEL PROYECTO DE PERDIDAS											
MILES DE PESOS CONSTANTES DE FEBRERO DE 2003											
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11
COSTOS											
PMSC	11.371.254	15.161.672	11.371.254	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125
PMD	16.880.649	25.320.974	25.320.974	16.880.649	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097
TOTAL	28.251.903	40.482.645	36.692.227	18.017.774	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223
BENEFICIOS											
BENEFICIOS POR DISMINUCION DE COMPRAS Y AUMENTO DE VENTAS	-	1.022.891	5.562.803	14.834.449	23.641.233	28.672.921	29.246.380	29.831.307	30.427.934	31.036.451	31.645.968
Porcentaje			443,83%	166,67%	59,37%	7,59%	3,14%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
COSTOS - BENEFIC	-28.251.903	-39.459.754	-31.129.425	-3.183.326	19.972.011	23.117.174	25.003.699	25.577.157	26.162.085	26.758.711	27.367.268
AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
TIR (\$constantes)						-9,33%	-1,64%	3,44%	6,98%	9,52%	12,06%
TIR (\$corrientes)						-2,98%	5,24%	10,68%	14,47%	17,11%	19,55%
VPN (10%)	-89.851.204	-89.851.204	-92.242.884	-78.601.638	18.170	-49.504.234	-36.379.108	-24.174.303	-12.825.997	-2.274.771	20.734.968

AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	1.137.125	
2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	2.532.097	
3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	3.669.223	
31.657.222	32.290.367	32.936.174	33.594.897	34.266.735	34.952.131	35.651.174	36.364.197	37.091.481	37.833.311
2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
27.987.999	28.621.144	29.266.951	29.925.675	30.597.573	31.282.908	31.981.951	32.694.975	33.422.258	34.164.088
AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
11,41%	12,84%	13,94%	14,80%	15,48%	16,02%	16,46%	16,81%	17,10%	17,34%
19,21%	20,74%	21,91%	22,83%	23,56%	24,14%	24,61%	24,99%	25,30%	25,56%

TASA DE INTERES - PESOS CORRIENTES	TASA DE INTERES - PESOS CONSTANTES	VPN AÑO 1	VPN AÑO 2	VPN AÑO 3	VPN A	VPN AÑO 5	VPN AÑO 6	VPN AÑO 7	VPN AÑO 8	VPN AÑO 9	VPN AÑO 10
11,00%	3,74%	\$ -95.215.971	\$ -95.215.971	\$ -98.067.406	\$ -80.822.	\$ -60.736.843	\$ -40.675.082	\$ -20.892.733	\$ -1.387.159	\$ 17.844.306	\$ 36
12,00%	4,67%	\$ -94.362.113	\$ -94.362.113	\$ -97.137.851	\$ -80.500.	\$ -61.295.787	\$ -42.285.058	\$ -23.706.476	\$ -5.551.387	\$ 12.188.751	\$ 29
13,00%	5,61%	\$ -93.527.858	\$ -93.527.858	\$ -96.230.554	\$ -80.174.	\$ -61.804.509	\$ -43.781.129	\$ -26.323.325	\$ -9.414.438	\$ 6.961.765	\$ 22
14,00%	6,54%	\$ -92.712.573	\$ -92.712.573	\$ -95.344.767	\$ -79.844.	\$ -62.266.412	\$ -45.171.069	\$ -28.757.435	\$ -12.999.338	\$ 2.128.453	\$ 16
15,00%	7,48%	\$ -91.915.650	\$ -91.915.650	\$ -94.479.774	\$ -79.511.	\$ -62.684.656	\$ -46.462.077	\$ -31.021.845	\$ -16.327.175	\$ -2.342.943	\$ 10
16,00%	8,41%	\$ -91.136.509	\$ -91.136.509	\$ -93.634.888	\$ -79.176.	\$ -63.062.181	\$ -47.660.824	\$ -33.128.576	\$ -19.417.275	\$ -6.481.357	\$ 5
17,00%	9,35%	\$ -90.374.589	\$ -90.374.589	\$ -92.809.454	\$ -78.838.	\$ -63.401.722	\$ -48.773.493	\$ -35.088.717	\$ -22.287.370	\$ -10.313.172	\$
18,00%	10,28%	\$ -89.629.355	\$ -89.629.355	\$ -92.002.839	\$ -78.499.	\$ -63.705.824	\$ -49.805.822	\$ -36.912.505	\$ -24.953.735	\$ -13.862.469	\$ -3
19,00%	11,21%	\$ -88.900.292	\$ -88.900.292	\$ -91.214.442	\$ -78.159.	\$ -63.976.858	\$ -50.763.136	\$ -38.609.395	\$ -27.431.324	\$ -17.151.243	\$ -7
20,00%	12,15%	\$ -88.186.905	\$ -88.186.905	\$ -90.443.682	\$ -77.818.	\$ -64.217.031	\$ -51.650.383	\$ -40.188.130	\$ -29.733.887	\$ -20.199.605	\$ -11
21,00%	13,08%	\$ -87.488.719	\$ -87.488.719	\$ -89.690.004	\$ -77.477.	\$ -64.428.401	\$ -52.472.159	\$ -41.656.795	\$ -31.874.075	\$ -23.025.959	\$ -15
22,00%	14,02%	\$ -86.805.277	\$ -86.805.277	\$ -88.952.875	\$ -77.135.	\$ -64.612.886	\$ -53.232.737	\$ -43.022.875	\$ -33.863.540	\$ -25.647.156	\$ -18
23,00%	14,95%	\$ -86.136.139	\$ -86.136.139	\$ -88.231.781	\$ -76.794.	\$ -64.772.276	\$ -53.936.095	\$ -44.293.300	\$ -35.713.016	\$ -28.078.646	\$ -21
24,00%	15,89%	\$ -85.480.883	\$ -85.480.883	\$ -87.526.222	\$ -76.453.	\$ -64.908.241	\$ -54.585.933	\$ -45.474.495	\$ -37.432.402	\$ -30.334.598	\$ -24
VPN AÑO 11	VPN AÑO 12	VPN AÑO 13	VPN AÑO 14	VPN AÑO 15	VPN AÑO 16	VPN AÑO 17	VPN AÑO 18	VPN AÑO 19	VPN AÑO 20		\$ -26
\$ 55.495.704	\$ 73.921.089	\$ 92.083.265	\$ 109.985.000	\$ 127.629.078	\$ 145.018.290	\$ 162.155.437	\$ 179.043.327	\$ 195.684.770	\$ 212.082.578		
\$ 46.457.749	\$ 63.003.102	\$ 79.166.487	\$ 94.955.846	\$ 110.379.004	\$ 125.443.659	\$ 140.157.390	\$ 154.527.649	\$ 168.561.767	\$ 182.266.953		
\$ 38.178.947	\$ 53.050.318	\$ 67.449.799	\$ 81.391.592	\$ 94.889.516	\$ 107.957.015	\$ 120.607.163	\$ 132.852.677	\$ 144.705.919	\$ 156.178.907		
\$ 30.589.533	\$ 43.968.855	\$ 56.809.993	\$ 69.133.915	\$ 80.960.816	\$ 92.310.136	\$ 103.200.608	\$ 113.650.256	\$ 123.676.434	\$ 133.295.842		
\$ 23.626.818	\$ 35.674.909	\$ 47.137.813	\$ 58.043.351	\$ 68.418.062	\$ 78.287.266	\$ 87.675.111	\$ 96.604.626	\$ 105.097.772	\$ 113.175.488		
\$ 17.234.408	\$ 28.093.574	\$ 38.336.233	\$ 47.996.853	\$ 57.108.015	\$ 65.700.519	\$ 73.803.473	\$ 81.444.385	\$ 88.649.249	\$ 95.442.624		
\$ 11.361.514	\$ 21.157.812	\$ 30.318.970	\$ 38.885.694	\$ 46.896.122	\$ 54.385.983	\$ 61.388.748	\$ 67.935.765	\$ 74.056.396	\$ 79.778.137		
\$ 5.962.341	\$ 14.807.553	\$ 23.009.189	\$ 30.613.655	\$ 37.664.058	\$ 44.200.404	\$ 50.259.879	\$ 55.876.989	\$ 61.083.771	\$ 65.909.970		
\$ 995.553	\$ 8.988.902	\$ 16.338.373	\$ 23.095.458	\$ 29.307.569	\$ 35.018.359	\$ 40.268.015	\$ 45.093.530	\$ 49.528.956	\$ 53.605.632		
\$ -3.576.203	\$ 3.653.448	\$ 10.245.345	\$ 16.255.413	\$ 21.734.712	\$ 26.729.851	\$ 31.283.379	\$ 35.434.129	\$ 39.217.543	\$ 42.665.966		
\$ -7.786.716	\$ -1.242.346	\$ 4.675.407	\$ 10.026.243	\$ 14.864.212	\$ 19.238.241	\$ 23.192.616	\$ 26.767.421	\$ 29.998.931	\$ 32.919.974		
\$ -11.666.583	\$ -5.737.680	\$ -420.409	\$ 4.348.063	\$ 8.624.145	\$ 12.458.483	\$ 15.896.532	\$ 18.979.096	\$ 21.742.795	\$ 24.220.495		
\$ -15.243.541	\$ -9.867.891	\$ -5.085.994	\$ -832.506	\$ 2.950.768	\$ 6.315.611	\$ 9.308.167	\$ 11.969.487	\$ 14.336.117	\$ 16.440.589		
\$ -18.542.756	\$ -13.664.865	\$ -9.360.742	\$ -5.563.107	\$ -2.212.539	\$ 743.435	\$ 3.351.152	\$ 5.651.527	\$ 7.680.684	\$ 9.470.513		
\$ -21.587.089	\$ -17.157.411	\$ -13.280.048	\$ -9.886.323	\$ -6.916.0	\$ -4.316.585	\$ -2.041.703	\$ -50.989	\$ 1.690.968	\$ 3.215.179		

ANEXO 9

**VARIACIÓN EN EL NIVEL DE PÉRDIDAS TOTALES DE
ELECTRIFICADORAS QUE HAN IMPLEMENTADO PLAN DE CONTROL Y
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.**

EMPRESA	Cambios en Pérdidas 1996 a 2001	Reducción Promedio Anual
CODENSA	22.06% a 10.41%	2.33%
EPSA	21% a 12.7%	1.66%
EPM	15.1% a 12.2%	0.60%
COSTA*	32.7% a 26%	3.35%
CARIBE*	34.4% a 27.5%	3.45%

* El periodo corresponde de 2000 al 2002

ANEXO 10
COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS PARA LAS EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA DEL PAÍS.

