



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA**

Trabajo de Suficiencia Profesional

**“Plan de reducción de pérdidas de energía y
mantenimiento de conexiones eléctricas en baja
tensión para la concesionaria Electronoroeste S.A.
Departamento de Piura”**

Para optar el Título Profesional de

Ingeniero Mecánico Electricista

Autor:

Bach. Juan Carlos Barrera Piscoya

Asesor:

Ing. Hector Oleden Nuñez

Lambayeque, Agosto del 2019



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA**

Trabajo de Suficiencia Profesional

**“Plan de reducción de pérdidas de energía y
mantenimiento de conexiones eléctricas en baja
tensión para la concesionaria Electronoroeste S.A.
Departamento de Piura”**

Para optar el Título Profesional de

Ingeniero Mecánico Electricista

Presentado por:

Bach. Juan Carlos Barrera Piscoya

Presidente: M.Sc. Carlos Chamberg Larrea

Secretario: M.Sc. Fredy Davila Hurtado

Vocal: Ing. Robinson Tapia Asenjo

Asesor: Ing. Hector Oliden Nuñez

Lambayeque, Agosto del 2019



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

Trabajo de Suficiencia Profesional

Título
“Plan de reducción de pérdidas de energía y mantenimiento de conexiones eléctricas en baja tensión para la concesionaria Electronoroeste S.A. Departamento de Piura”

Contenido:
Capitulo I : Problema de Investigación Capitulo II : Marco Teorico Capitulo III : Marco Metodologico Capitulo IV : Diagnóstico y Evaluación del Programa de Reducción de Pérdidas en la Empresa. Capitulo V : Conclusiones y Recomendaciones Referencias Bibliográficas.

Autor
Br. Barrera Piscoya Juan Carlos

PRESIDENTE

SECRETARIO

MIEMBRO

ASESOR

Lambayeque, Agosto del 2019

DEDICATORIA

A Dios por mostrarme día a día que con humildad, paciencia y sabiduría todo es posible.

Dedicado a mis queridos padres Felipe y María por su apoyo incondicional.

A mí Amada esposa Lisbeth y mis hijos María Fernanda Emilia, Juan Mathias y Víctor Joaquín por ser quienes me alientan diariamente.

AGRADECIMIENTO

Quiero empezar agradeciendo a mis padres, mi esposa y familiares por el apoyo incondicional, que siempre me han brindado y ser los gestores de mi educación.

A todos los docentes de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo y en especial a los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por sus conocimientos impartidos.

Agradecer a todo el personal que labora en la empresa ELECTRONOROESTE S.A., por permitirme cumplir con mi objetivo, facilitando la información necesaria y al personal del área de Control Comercial por el apoyo y todo el conocimiento adquirido.

Por último, a mi asesor Ing. Héctor Oviden Núñez, por su orientación profesional incondicional en el desarrollo y culminación de la presente tesis.

Muchas gracias a todos por su apoyo..... GRACIAS

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	15
ABSTRAC	16
INTRODUCCIÓN	17
 CAPITULO 1: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	
1.1.- REALIDAD PROBLEMÁTICA	20
1.1.1.-A NIVEL INTERNACIONAL	20
1.1.2.-A NIVEL NACIONAL	28
1.1.3.-A NIVEL LOCAL	31
1.2.- FORMULACION DEL PROBLEMA	34
1.3.- DELIMITACION DEL PROBLEMA	34
1.4.- JUSTIFICACION E IMPORTANCIA	35
1.5.- OBJETIVOS	36
1.5.1.- OBJETIVO GENERAL	36
1.5.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	36
 CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	
2.1.- ANTECEDENTES	37
2.2.- EMPRESA	43
2.2.1.- DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	43
2.2.2.- CONSTITUCIÓN Y ACCIONARIADO	44
2.2.3.- MISION	44
2.2.4.- VISIÒN	44
2.2.5.- VALORES	45
2.2.6.- ÁREA DE INFLUENCIA Y CONCESIÓN	46
2.2.7.- EL MERCADO	48
2.2.8.- OPERACIONES	50

2.3.- DEFINICIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	52
2.3.1.- PÉRDIDAS DE ENERGÍA	52
2.3.2.- ORIGEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	53
2.3.2.1.- CAUSAS EXTERNAS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA	53
2.3.2.2.- CAUSAS INTERNAS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA	54
2.3.3.- INFLUENCIA Y CONSECUENCIA DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	55
2.4.- CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	58
2.4.1.- PÉRDIDAS TÉCNICAS	59
2.4.1.1.- CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS	59
2.4.1.2.- METODOS DE REDUCCION	60
2.4.2.- PÉRDIDAS NO TECNICAS	64
A.- NATURALEZA Y ORIGEN DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS	64
B.- EFECTOS DE TENER PERDIDAS DE ENERGIA	65
2.4.2.1.- CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS NO TECNICAS	67
A.- PERDIDAS ADMINISTRATIVAS	64
B.- PERDIDAS ACCIDENTALES	68
C.- PERDIDAS FRAUDULENTAS	69
PERDIDAS POR FRAUDE EN LOS EQUIPOS DE MEDICION	69
BORNERAS PUENTEADAS	70
DESCONEXION DE LAS BOBINAS INTERNAS	71
COJINETES APRETADOS	71
ENGRANAJE INTEGRADO DAÑADO	72
D.- OTROS TIPOS DE FRAUDES TECNICOS	73
PERDIDAS POR ROBO O HURTO	73
PERDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS	73
PERDIDAS POR CONEXIONES ILEGALES	74
E.- PERDIDAS NO IDENTIFICADAS	76
2.4.2.2.- METODOS DE REDUCCION	76
2.5.- BALANCE ENERGETICO	77
2.6.- DIAGNOSTICO INTEGRAL DEL SISTEMA ELECTRICO	79

2.7.- INDICADOR DE PERDIDAS	79
 CAPITULO 03: MARCO METODOLOGICO	
3.1.- DISEÑO DE METODOLOGÍA	82
3.2.- PROCEDIMIENTOS	83
3.2.1.- SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR	83
3.2.2.- BALANCE TOTAL DE ENERGÍA	84
3.2.3.- ESTIMACION DE LA DEMANDA	85
3.2.4.- CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS	86
3.2.5.- ESTIMACION DE ENERGÍA SUMINISTRADA	86
3.2.6.- CÁLCULO DE ENERGÍA FACTURADA	87
3.3.- METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	88
3.4.- METODOS DE ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	89
3.4.1.- METODO DE ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS POR FLUJO DE CARGA	90
3.5.-ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCION	93
3.5.1.- MÉTODOS DE FLUJOS DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL	94
3.5.2.- INFORMACIÓN BÁSICA REQUERIDA PARA EL ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA Y PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA	95
3.6.- ESTIMACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA	96
3.7.- CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA	99
3.8.- PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	101
3.8.1.-CAUSALES DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	101
3.8.2.- ESTIMACION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	101
3.9.- DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS	103
3.9.1.-TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	103
3.9.2.- INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	103
3.10.- DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS	103
3.11.- ANÁLISIS ESTADÍSTICO	103

CAPITULO 04: DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA

4.1.- DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA	106
4.1.1.- DIAGNÓSTICO DEL CONTROL DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA	106
4.1.2.- JUSTIFICACIÓN FINANCIERA DEL PROGRAMA SISTEMATICO PARA REDUCCION DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA	107
4.1.3.- PERSONAL DE CONTROL DE PÉRDIDAS	108
4.1.4.- ACTUALIZACIÓN, MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LAS MEDICIONES DE ENERGÍA POR SECTORES	109
4.1.5.- PROGRAMACIÓN DE ACTIVIDADES	110
4.1.6.- CONCLUSIONES DEL DIAGNÓSTICO	111
4.2. ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE ACTIVIDADES	112
4.2.1.- RECOLECCIÓN DE DATOS	112
4.2.2.- PROCEDIMIENTO DE MACROMEDICIÓN	115
4.2.3.- PROCEDIMIENTO DE MICROMEDICION	115
4.2.4.- VERIFICACIÓN DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE CLIENTES COMUNES DE CADA SUBESTACIÓN	117
4.2.5.- VERIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE LOS CLIENTES MAYORES	118
4.2.6.- PLAN DE ACCION	122
4.2.6.1.- MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE MEDICION DE CLIENTES COMUNES	122
4.2.6.2.- MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE MEDICION DE CLIENTES MAYORES	123
4.2.6.3.- DETECCIÓN Y CORRECCIÓN DE ANOMALÍAS	128
4.2.7.- MANTENIMIENTO DE MEDIDORES TOTALIZADORES DE SED'S Y A.P.	132
4.3.- CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	140
4.3.1.- MES N°01	140

4.3.2.- MES N°02	141
4.3.3.- MES N°03	142
4.3.4.- MES N°04	143
4.3.5.- MES N°05	144
4.3.6.- MES N°06	145
4.4.- COSTO DEL PROGRAMA	146
4.4.1.- COSTO MES N°01	146
4.4.2.- COSTO MES N°02	148
4.4.3.- COSTO MES N°03	150
4.4.4.- COSTO MES N°04	152
4.4.5.- COSTO MES N°05	154
4.4.6.- COSTO MES N°06	156
4.4.7.- COSTO TOTAL DEL PROGRAMA	158
 CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1.- CONCLUSIONES	159
5.2.- RECOMENDACIONES	161
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	163
ANEXOS	166

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Pérdidas de energía en distribución a nivel internacional año 2012	22
Figura 2. Pérdidas de energía en distribución de los países de la unión europea	24
Figura 3. Pérdidas de energía en el mundo por regiones para el periodo 2007-2011	25
Figura 4. Pérdidas de energía en distribución de los países de América Latina y el Caribe año 2012	27
Figura 5. Evolución de Perdidas en Distribución en Perú	28
Figura 6. Perdidas de Distribución por Empresa Distribuidora 2014	29
Figura 7. Pérdidas en distribución por empresas eléctricas I Trimestre 2015	31
Figura 8. Evolución Trimestral Acumulada	31
Figura 9. Evolución de las Perdidas en Transmisión	32
Figura 10. Área de Concesión de Electronoroeste	47
Figura 11. Venta de Energía en Mwh por Mercado y Nivel de Tensión	49
Figura 12. Venta de Energía por Sectores Económicos en Gwh	49
Figura 13. Puente en la Bornera del Medidor	70
Figura 14. Desconexión de las bobinas internas	71
Figura 15. Cojinetes apretados (Disco Frenado)	72
Figura 16. Engranaje integrado dañado	72
Figura 17. Pérdidas por conexiones clandestinas	74
Figura 18. Pérdidas por conexiones ilegales	76
Figura 19. Subsistema de distribución	83
Figura 20. División por niveles de tensión	92
Figura 21. Diagrama simplificado de un sistema eléctrico de distribución radial	94
Figura 22. Representación de un transformador de distribución	97
Figura 23. Estadística de Porcentaje de Pérdidas Mensuales	107
Figura 24. Conexionado de Medidor Totalizador	135
Figura 25. Diagrama de Conexión de Medidor totalizador	137

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Evolución de Pérdidas de Energía en Distribución a Nivel Internacional	21
Tabla 2. Evolución de pérdidas en las redes de distribución de los países de la Unión Europea	23
Tabla 3. Evolución de pérdidas en las redes de distribución de los países de América Latina y el Caribe	26
Tabla 4. Pérdidas en distribución por empresa distribuidora	29
Tabla 5. Pérdidas en distribución por empresas eléctricas - I Trimestre 2015	30
Tabla 6. Perdidas a nivel local	31
Tabla 7. Evolución de pérdidas en distribución	32
Tabla 8. Estructura de Venta de Energía (En Porcentaje)	48
Tabla 9. Mercado	50
Tabla 10. Centrales de Generación	50
Tabla 11. Coeficiente de Electrificación	51
Tabla 12. Evolución de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas	105
Tabla 13. Porcentajes de pérdidas de energía en distribución (MT+ BT)	105
Tabla 14. Evolución de las Pérdidas Totales (Técnicas y No Técnicas o Comerciales)	107
Tabla 15. Balance de SED	115

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 01. Equipos y Herramientas	117
Cuadro 02. Implementos de seguridad	117
Cuadro 03. Equipos y herramientas para intervención de clientes con hurto	128
Cuadro 04. Implementos de seguridad para intervención de clientes con hurto	128
Cuadro 05. Equipos, Herramientas y Materiales para en el mantenimiento de totalizadores	131
Cuadro 06. Implementos de Seguridad	132
Cuadro 07. Cronograma de actividades Mes N°01	139
Cuadro 08. Cronograma de actividades Mes N°02	140
Cuadro 09. Cronograma de actividades Mes N°03	141
Cuadro 10. Cronograma de actividades Mes N°04	142
Cuadro 11. Cronograma de actividades Mes N°05	143
Cuadro 12. Cronograma de actividades Mes N°06	144
Cuadro 13. Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°01	145
Cuadro 14. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°01	145
Cuadro 15. Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°01	145
Cuadro 16. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°01	146
Cuadro 17. Costo Total de Actividades del Mes N°1	146
Cuadro 18. Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°02	147
Cuadro 19. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°02	147
Cuadro 20. Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°02	147
Cuadro 21. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°02	148
Cuadro 22. Costo Total de Actividades del Mes N°02	148
Cuadro 23. Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°03	149

Cuadro 24. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°03	149
Cuadro 25. Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°03	149
Cuadro 26. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°03	150
Cuadro 27. Costo Total de Actividades del Mes N°03	150
Cuadro 28. Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°04	151
Cuadro 29. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°04	151
Cuadro 30. Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°04	151
Cuadro 31. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°04	152
Cuadro 32. Costo Total de Actividades del Mes N°04	152
Cuadro 33. Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°05	153
Cuadro 34. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°05	153
Cuadro 35. Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°05	153
Cuadro 36. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°05	154
Cuadro 37. Costo Total de Actividades del Mes N°05	154
Cuadro 38. Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°06	155
Cuadro 39. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°06	155
Cuadro 40. Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°06	155
Cuadro 41. Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°06	156
Cuadro 42. Costo Total de Actividades del Mes N°06	156
Cuadro 43. Costo Total del Programa	157

RESUMEN

Las pérdidas de energía y potencia siempre han sido un problema que todas las empresas eléctricas han poseído.

El presente trabajo, se desarrolló con la finalidad de Elaborar y analizar los resultados obtenidos en los balances de energía (MT, BT); aplicando las estrategias de control y reducción de pérdidas de energía en distribución, a través del cual sea posible constatar el cumplimiento de los objetivos del índice de pérdidas de energía y dar seguimiento a las estrategias que permitan la solución de este problema en forma coordinada a las principales causas y áreas que presenten mayores desviaciones y por consiguiente sean las de mayor oportunidad para lograr mejorías, esto es sumamente importante ya que se pueden lograr reducciones significativas sin necesidad de grandes inversiones.

Con una evaluación del alimentador en cada etapa es posible conocer el comportamiento de cada uno de sus componentes y sus perjuicios hacia el sistema, para su desarrollo se utiliza una metodología basada en la utilización de equipos de medición y programas computacionales que muestra a la red a su aproximación más real, posterior se realiza una evaluación para establecer un plan para su reducción y control, para al final realizar un análisis de costo, beneficio que tendría la Concesionaria Electro Noroeste S.A. (ENOSA S.A.) con la implementación del programa de pérdidas.

Finalmente, se considera que para lograr mejoras sustanciales se debe implementar el programa sistemático de actividades de reducción de pérdidas no técnicas y aplicarlo de manera permanente, con recursos humanos y materiales adicionales que permitan en un plazo de 6 meses, reducir las pérdidas de energía, y poder controlar el indicador de pérdidas de energía en valores óptimos, con criterios de productividad y rentabilidad económica, que permitan a la Unidad de Negocios Piura suministrar el servicio de energía eléctrica con calidad, oportunidad y al menor costo.

Palabras Clave: Pérdidas no técnicas de energía, hurto de energía, reducción y control de pérdidas, estrategia, programa.

ABSTRACT

Losses of energy and power have always been a problem that all electricity companies have owned.

The present work was developed with the purpose of elaborating and analyzing the results obtained in the energy balances (MT, BT); applying the strategies of control and reduction of energy losses in distribution, through which it is possible to verify the fulfillment of the objectives of the index of energy losses and to follow up the strategies that allow the solution of this problem in a coordinated way to the Main causes and areas that present major deviations and therefore are the ones with the greatest opportunity to achieve improvements, this is extremely important since significant reductions can be achieved without the need for large investments.

With an evaluation of the feeder in each stage it is possible to know the behavior of each of its components and its damage to the system, for its development a methodology based on the use of measurement equipment and computer programs is used, which shows the network to its most real approach, afterwards an evaluation is made to establish a plan for its reduction and control, in order to finally perform a cost analysis, benefit that the Concessionaire Electro Noroeste SA would have (ENOSA S.A.) with the implementation of the loss program.

Finally, it is considered that in order to achieve substantial improvements, the systematic program of activities to reduce non-technical losses must be implemented and applied on a permanent basis, with additional human and material resources that allow, within a period of 6 months, to reduce energy losses, and to be able to control the indicator of energy losses in optimal values, with criteria of productivity and economic profitability, that allow the Piura Business Unit to supply the electric power service with quality, opportunity and at the lowest cost.

Keywords: Non-technical energy losses, energy theft, reduction and loss control, strategy, program

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía en empresas de distribución eléctrica representan un problema que afecta su sustentabilidad económica y financiera. De éstas, las pérdidas no técnicas de energía pueden ser detectadas y controladas contribuyendo a la recuperación financiera de la empresa y puede reinvertirse para mejorar la calidad del servicio. Las empresas eléctricas, no solo han logrado ser exitosas en la gestión de la reducción de pérdidas no técnicas, sino que, además han podido transmitir esta filosofía de trabajo a sus empresas filiales y otras compañías del sector eléctrico.

Las pérdidas de energía están dadas como la diferencia entre la energía comprada y la energía facturada y pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde las centrales generadoras a los clientes. Estas pérdidas normalmente aumentan en proporción al volumen de energía distribuida. Estas pérdidas no pueden ser eliminadas por completo, aunque es posible reducirlas mediante mejoras en la red. Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas totales de energía y las pérdidas técnicas y obedecen principalmente al uso clandestino, a las vulneraciones, errores administrativos y accidentales que se presenta en la empresa distribuidora.

En el país los índices de pérdidas deben tener la meta de bajar para poder relacionarse con países industrializados, en los cuales sus índices de pérdidas totales son menores al 6%, con pérdidas no técnicas cercanas a cero (0%). Los ejecutivos e ingenieros de las empresas distribuidoras del país deben sentir la preocupación que esto implica, para de esta manera llevar a cabo estudios y proyectos sobre el tema.

Por ello, se propone implementar un proyecto para el abatimiento de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en el departamento de Piura, ya que en la actualidad no se dispone de un análisis sistematizado, que nos permita dar seguimiento a las estrategias para la solución de este problema en forma coordinada a las principales causas y áreas que presenten mayores desviaciones y por consiguiente sean las de mayor oportunidad para lograr mejorías, esto es sumamente importante ya que se pueden lograr reducciones significativas sin necesidad de grandes inversiones.

Con este trabajo se propone un modelo para implementar en ELECTRONOROESTE S.A., estableciendo un diseño metodológico donde mediante el procesamiento de información permita un análisis de pérdidas no técnicas o comerciales. Para lograr dicho propósito, el trabajo de tesis se estructura de la siguiente forma:

El Capítulo I, se enmarca en el porqué de la investigación. Se detallará la realidad y problemática que hoy en día presentan las empresas que trabajan en la distribución y comercialización de energía eléctrica, el problema

específico que tiene Electro Noroeste y se planteará una solución, así como su justificación.

En el capítulo II, se hablará de la empresa y las Pérdidas Energéticas en general, hablaremos de su clasificación y métodos de reducción, también se mencionará el balance energético y el indicador de pérdidas que nos facilitará desarrollar un programa sistemático de actividades para análisis, reducción y control de pérdidas energéticas no técnicas, el cual es objetivo de este trabajo.

En el Capítulo III, se encuentra la metodología empleada, procedimientos, cálculo de las pérdidas técnicas y la estimación de las pérdidas no técnicas, la descripción de los instrumentos y equipos utilizados, así como el análisis estadístico.

En el capítulo IV, se analizará y evaluará las pérdidas energéticas que tiene la empresa en la actualidad, así mismo se diseñará un programa de actividades que permita reducir de manera permanente el indicador de pérdidas energéticas en la empresa, se empezará haciendo un Balance Energético que podrá ubicar las zonas más críticas y se terminará haciendo un análisis económico del programa de actividades propuesto.

Finalmente se citarán las conclusiones después de haber elaborado este trabajo de investigación, así como también recomendaciones para un futuro inmediato.

CAPÍTULO 1: PROBLEMA DE INVESTIGACION

1.1.- REALIDAD PROBLEMÁTICA.

1.1.1 A NIVEL INTERNACIONAL

La evolución de las pérdidas de energía en los niveles de transmisión y distribución en **distintos países del mundo** se muestran en la tabla 1, donde se pueden observar diferencias importantes. Según el BID¹, las pérdidas de electricidad en el mundo son de alrededor de 290 TWh al año, esto equivale a la electricidad consumida por México y Perú en 2013.

¹ banco Interamericano de Desarrollo (2014); Electricidad pérdida: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe / Raúl Jiménez, Tomás Serebrisky, Jorge Mercado.

Tabla 1: Evolución de pérdidas de energía en distribución a nivel internacional.

Evolución de las Pérdidas de Energía en la distribución (% de producción) A Nivel Internacional									
	1990	2000	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
East Asia & Pacific (all income levels)									
Australia	6,2%	7,1%	6,7%	6,0%	6,1%	5,9%	6,2%	5,3%	5,1%
China	7,0%	6,9%	6,5%	6,3%	6,1%	6,0%	6,1%	5,7%	5,8%
Indonesia	9,7%	11,5%	11,0%	10,6%	10,0%	9,6%	9,4%	9,1%	9,1%
Japón	4,9%	4,5%	4,6%	4,5%	4,8%	4,8%	4,5%	4,7%	4,4%
Corea, República de	3,4%	4,3%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%
Malasia	9,1%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	5,7%	6,2%	9,4%	6,2%
Nueva Zelanda	7,4%	7,8%	6,9%	6,9%	7,1%	6,9%	6,9%	6,8%	6,7%
Filipinas	15,1%	14,0%	12,1%	12,8%	12,6%	12,1%	11,5%	11,1%	11,5%
Singapur	3,4%	3,6%	4,9%	5,3%	5,1%	5,8%	5,6%	5,3%	4,6%
Tailandia	10,6%	7,9%	8,1%	6,5%	6,1%	5,9%	6,3%	6,9%	5,7%
Viet Nam	25,4%	13,8%	11,3%	11,1%	10,1%	9,6%	10,1%	9,8%	9,8%
Latin America & Caribbean (all income levels)									
Argentina	18,3%	14,8%	15,1%	16,7%	13,4%	14,7%	13,4%	14,4%	13,7%
Bolivia	21,4%	10,2%	10,2%	10,3%	11,9%	11,8%	11,4%	11,1%	11,4%
Brasil	14,2%	17,7%	16,8%	16,1%	16,6%	17,2%	16,6%	16,5%	17,1%
Chile	10,6%	7,3%	8,9%	8,4%	8,5%	10,5%	8,2%	7,1%	5,0%
Colombia	21,2%	22,4%	19,4%	20,6%	20,2%	19,6%	18,6%	17,6%	17,3%
Cuba	14,5%	15,8%	16,1%	16,9%	15,9%	15,5%	15,9%	15,7%	15,8%
Ecuador	22,5%	24,1%	24,9%	21,8%	19,2%	18,0%	16,8%	16,3%	14,5%
Haití	30,7%	44,6%	38,2%	48,3%	52,9%	51,2%	58,4%	66,5%	55,4%
México	12,9%	14,0%	15,9%	15,7%	15,8%	16,3%	16,3%	15,4%	15,0%
Paraguay	18,1%	28,4%	33,2%	31,1%	32,3%	32,7%	32,2%	30,8%	30,4%
Perú	13,6%	10,4%	8,6%	8,2%	8,0%	7,9%	7,8%	7,6%	7,7%
Uruguay	13,9%	18,5%	18,4%	12,2%	11,8%	12,8%	11,0%	12,4%	12,2%
Venezuela	18,0%	24,3%	26,6%	27,4%	27,2%	27,2%	19,3%	19,8%	19,8%
Middle East & North Africa (all income levels)									
Argelia	14,4%	16,2%	17,9%	17,9%	18,1%	20,4%	19,9%	19,3%	19,3%
Egipto, República Árabe de	10,0%	13,8%	10,9%	10,5%	9,9%	9,6%	10,2%	8,5%	11,1%
Israel	4,7%	3,4%	2,7%	2,7%	2,1%	3,2%	2,8%	2,7%	2,8%
Libia	31,2%	23,2%	9,9%	13,5%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%
Marruecos	8,5%	8,4%	6,4%	7,1%	9,8%	10,8%	11,9%	12,5%	12,8%
Arabia Saudita	5,8%	7,2%	7,6%	8,2%	8,7%	8,3%	8,9%	9,4%	8,8%
North America									
Canadá	7,1%	7,8%	6,6%	3,3%	3,3%	6,2%	5,7%	7,2%	7,1%
Estados Unidos	9,3%	5,7%	6,2%	6,2%	5,7%	6,3%	6,0%	6,0%	6,3%
South Asia									
India	19,3%	27,2%	23,7%	22,8%	21,3%	21,0%	19,6%	19,4%	17,1%
Nepal	18,9%	21,2%	29,7%	30,3%	31,9%	34,4%	34,3%	31,6%	30,0%
Pakistán	20,7%	24,3%	22,3%	19,6%	21,2%	19,9%	16,2%	16,9%	17,0%
Sub-Saharan Africa (all income levels)									
Camerún	13,1%	21,9%	12,3%	9,3%	9,5%	9,3%	9,8%	9,8%	9,8%
Congo, República	19,8%	3,0%	6,3%	4,9%	11,0%	4,9%	4,8%	6,9%	7,4%
Sudáfrica	6,0%	8,2%	8,7%	8,5%	8,8%	9,8%	9,5%	8,5%	8,8%
Aggregates									
Mundo	8,5%	8,9%	8,6%	8,4%	8,2%	8,5%	8,2%	8,1%	8,1%

Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

En la Figura 1, se muestra las pérdidas de distribución de energía eléctrica incluyendo las pérdidas que se producen en la transmisión entre fuentes de suministro y puntos de distribución y en la distribución a los consumidores, incluyendo el hurto, en base a Estadísticas de energía y

balances de diferentes países y Anuario de estadísticas de energía, para el año 2012; elaborado por el grupo del Banco Mundial en colaboración con la Asociación Internacional de Fomento (AIF) y la Corporación Financiera Internacional (IFC). Se puede observar variación significativa entre ellos: de 2,8% en el caso de Israel, a 55,4% en Haití. De acuerdo con estos datos se tiene como referencia internacional de 8,1% de pérdidas de la producción total de electricidad.

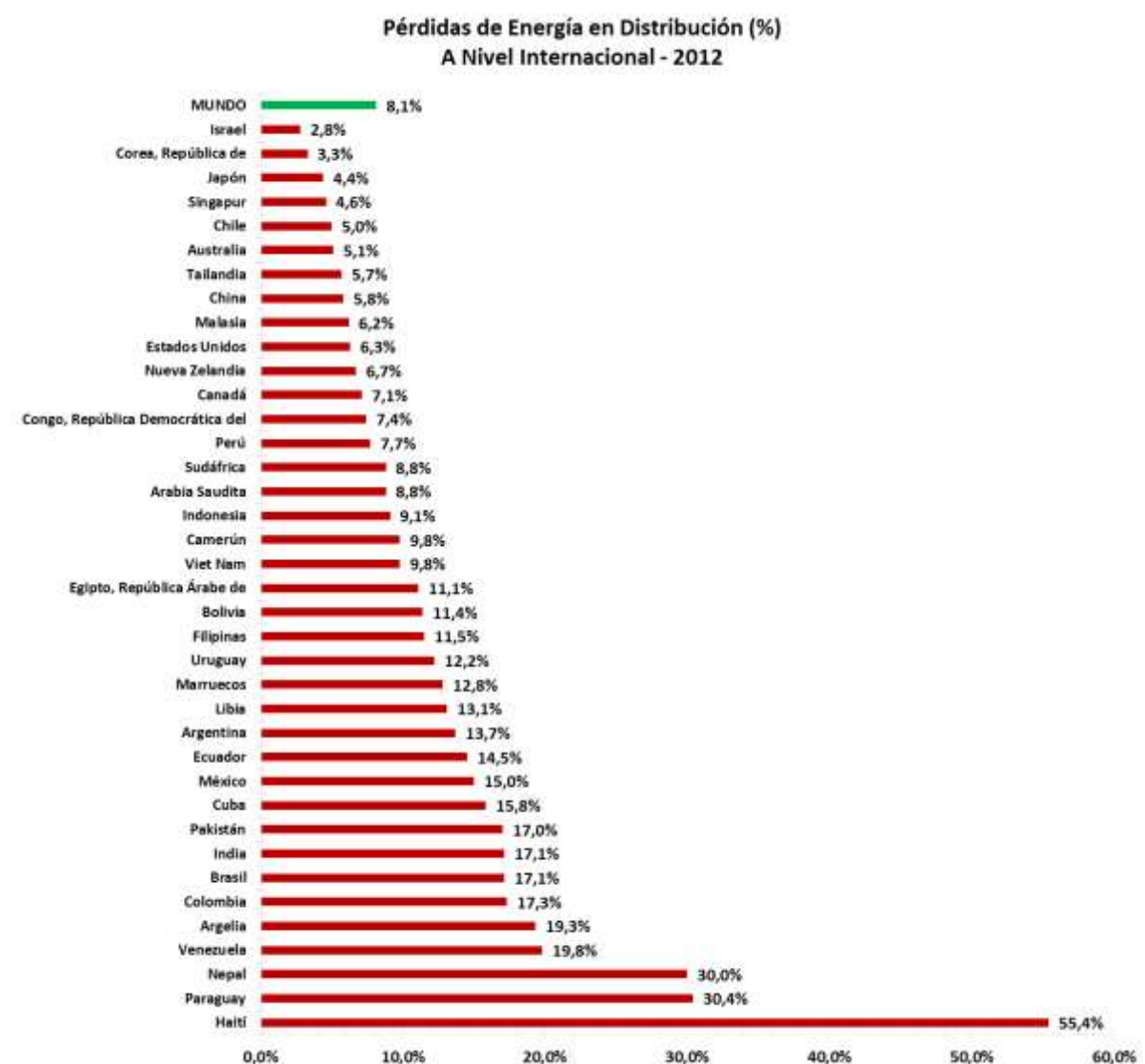


Figura 1. Pérdidas de energía en distribución a nivel internacional año 2012.

Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

En el caso de los **estados miembros de la Unión Europea**, como se muestra en la siguiente tabla; las evoluciones de las pérdidas en las

redes de distribución se mantienen, en la mayoría de los países miembros, por debajo del 12%, siendo en promedio para el año 2012 de 6,5%.

El estado más representativo como Alemania con 81 292 400 habitantes alcanzó un porcentaje de pérdidas para el año 2012 de 3,9%; estas cifras sugieren que las medidas orientadas a reducir las pérdidas de electricidad tendrían impactos económicos positivos a nivel internacional y en particular en la industria eléctrica

Tabla 2: Evolución de pérdidas en las redes de distribución de los países de la Unión Europea

Evolución de Pérdidas en la distribución (%de producción) - Países de la Unión europea									
Estados	1990	2000	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Luxemburgo	14,4	9,7	3,2	3,6	4,3	3,7	3,8	4,6	4,4
Finlandia	5,1	3,8	3,7	3,7	4,3	3,8	3,4	3,7	4,1
Alemania	4,3	6,0	4,5	4,6	4,8	4,2	3,8	4,1	3,9
Bélgica	5,1	4,6	5,0	4,6	5,1	4,5	4,6	4,7	5,1
Austria	5,9	5,3	5,4	5,5	5,3	5,0	5,4	5,8	5,4
Suecia	6,3	7,4	7,6	7,2	7,3	7,3	7,1	7,0	6,6
Dinamarca	9,5	5,8	3,4	5,0	5,9	6,5	6,8	6,2	7,1
Italia	7,6	7,1	6,5	6,8	6,5	7,1	6,9	6,9	7,1
Francia	6,6	5,7	5,6	5,6	5,9	6,6	6,3	5,8	6,7
Grecia	8,2	8,0	8,5	7,7	8,0	5,3	6,6	4,8	2,7
Irlanda	9,0	8,5	7,8	7,8	7,4	7,5	7,4	7,5	7,4
España	9,3	8,7	8,5	8,4	8,3	8,4	9,2	8,9	8,7
Re,Reino Unido	7,9	8,3	7,0	7,1	7,3	7,6	7,0	7,5	7,9
Portugal	11,2	8,4	7,6	6,8	9,2	7,7	8,0	7,9	10,3
Bulgaria	10,5	15,5	10,8	10,9	10,5	10,6	9,7	8,8	9,1
Chipre	5,6	5,6	4,8	4,4	3,0	3,6	4,1	3,2	2,9
Estonia	6,7	14,6	11,1	11,1	10,7	10,1	8,1	7,4	7,3
República Checa	6,4	6,8	5,8	5,6	5,6	5,5	5,2	5,1	4,8
Hungría	14,2	13,8	11,1	9,9	9,7	10,0	10,2	10,5	10,7
Malta	9,1	12,3	12,2	13,7	14,4	15,6	18,3	11,0	12,8
Países Bajos	4,3	4,6	4,6	4,4	4,3	3,9	3,8	4,1	4,4
Polonia	7,9	9,9	8,7	9,1	8,1	8,3	7,5	6,5	6,7
Rumania	9,2	12,8	10,5	10,9	11,1	12,2	11,6	11,5	12,0
Eslovenia	6,4	6,0	5,7	5,8	5,0	5,4	6,0	5,2	5,6
Unión Europea	6,8	7,2	6,4	6,5	6,5	6,5	6,3	6,3	6,5

Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

En la siguiente Figura 2 se muestra, las pérdidas de distribución de energía eléctrica incluyendo las pérdidas que se producen en la transmisión entre fuentes de suministro y puntos de distribución y en la distribución a los

consumidores, incluyendo el hurto, en base a estadísticas de energía y balances de diferentes países y anuario de estadísticas de energía, para el año 2012; elaborado por el Grupo del Banco Mundial en colaboración con La Asociación Internacional de Fomento (AIF) y La Corporación Financiera Internacional (IFC). Se puede observar que existen 14 países con pérdidas por encima del promedio de 6,5%, sin embargo esto no superan el 12,8% que alcanza Malta, no obstante existe 10 países con pérdidas menores al promedio alcanzando hasta 2,7% en Grecia, 2,9% en Chipre y 3,9% en Alemania.

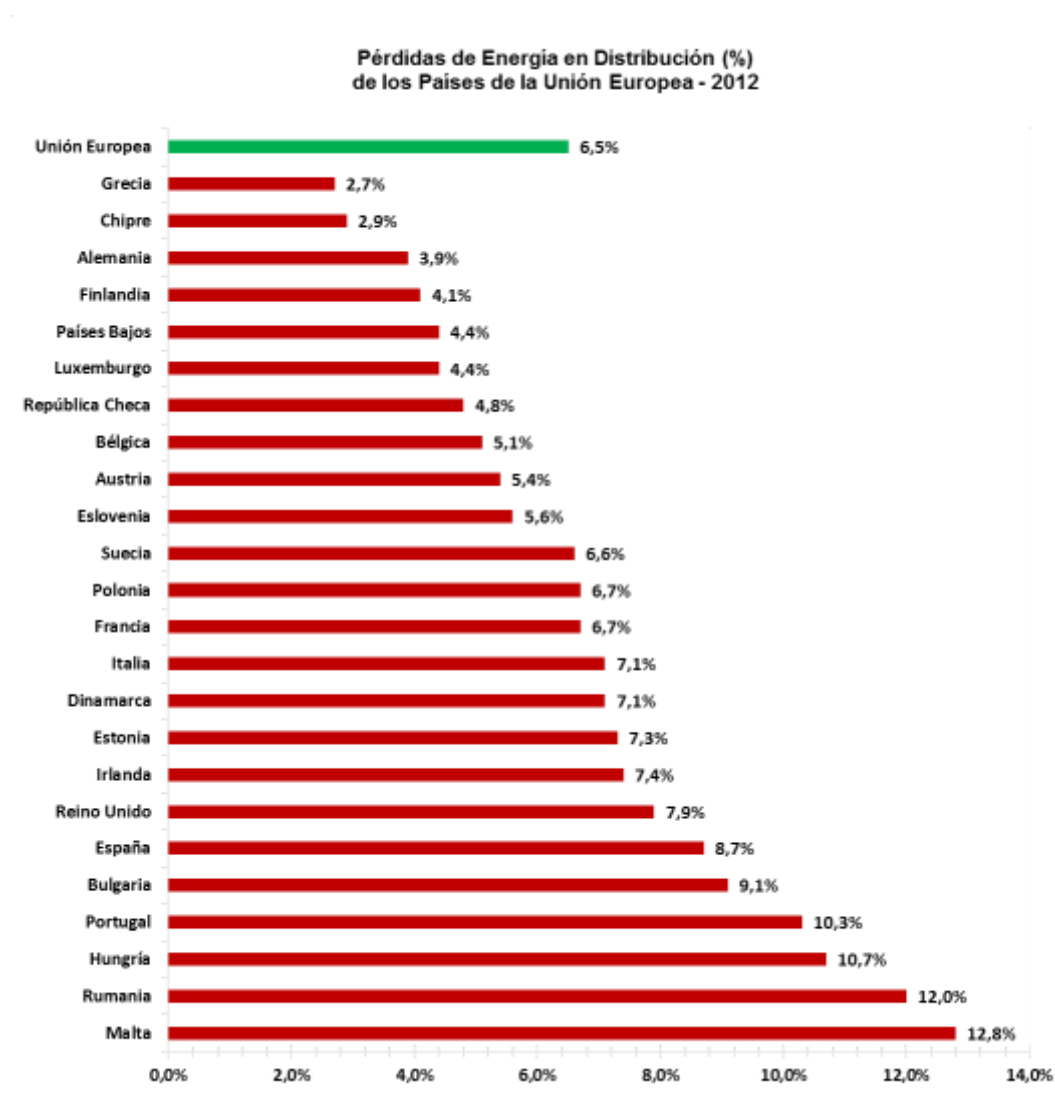


Figura 2. Pérdidas de energía en distribución de los países de la Unión Europea año 2012.

Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

El problema de las pérdidas de electricidad **en América Latina y el Caribe (ALC)** en comparación con otros grupos de países clasificados por región. Se destaca que, como región, América Latina y el Caribe tiene uno de los índices más altos de pérdidas eléctricas en el mundo, situación que se ha agravado durante las últimas tres décadas.

En efecto, aproximadamente 17% del total de la electricidad producida en ALC se pierde en su transmisión y distribución. Esta proporción es muy superior a los otros grupos de países. Es decir, en términos relativos, ALC tiene uno de los porcentajes más altos de pérdidas de electricidad en el mundo (Figura 2).

En promedio, ALC pierde alrededor de tres puntos porcentuales más que África y más del doble que Europa y América del Norte (sin incluir México). Cabe destacar, el porcentaje de pérdidas estima para ALC (17%) no incluye Haití, país que sufre pérdidas mayores a 50%. Al incluir Haití, el porcentaje de pérdida de la región se incrementa a 19%. Estas pérdidas incluyen tanto las técnicas como las no técnicas.

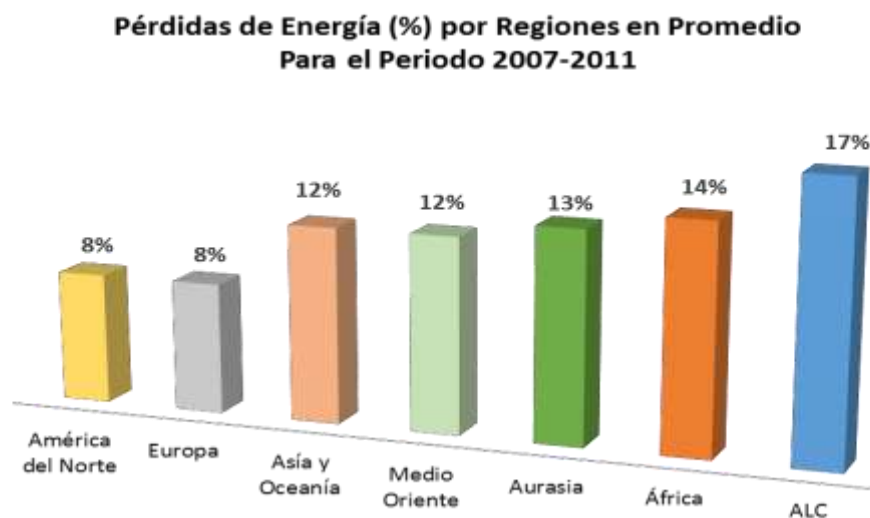


Figura 3. Pérdidas de energía en el mundo por regiones para el periodo 2007-2011

Nota: Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo, con base en datos de organismos reguladores, empresas de electricidad, CEPAL y EIA.

- El porcentaje de pérdidas es respecto de la producción de electricidad; incluye las pérdidas en transmisión y distribución
- El promedio para el período 2007-2011. ALC no incluye Haití; incluyendo Haití su ratio aumentaría a alrededor de 19%.

Las pérdidas representan un problema generalizado y suponen un alto costo en América Latina; el promedio para el periodo 2007-2011 aproximadamente la mitad de los países de América Latina y el Caribe tenían pérdidas de electricidad por encima del promedio de 17%.

El costo anual de estas pérdidas se estima entre \$ 11 000 y \$ 17 000 millones (en 2012 el equivalente a entre 0,19% y 0,3% del PBI de América Latina).

Un tercio de la electricidad perdida a nivel mundial corresponde a países de América Latina esto equivale a 90 TWh al año. En términos equivalentes, esta magnitud es suficiente para: i) satisfacer el consumo anual de electricidad del Perú; o ii) cubrir el aumento previsto de la demanda de electricidad en Chile en los próximos 30 años; o iii) cubrir la nueva demanda eléctrica de incorporar a los 30 millones de personas que actualmente carecen de acceso en ALC.

Tabla 3: Evolución de pérdidas en las redes de distribución de los países de América Latina y el Caribe
Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

Evolución de Pérdidas de Energía en distribución (% de producción) en América Latina y el Caribe									
	1990	2000	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Perú	13,6%	10,4%	8,6%	8,2%	8,0%	7,9%	7,8%	7,6%	7,7%
Haití	30,7%	44,6%	38,2%	48,3%	52,9%	51,2%	58,4%	66,5%	55,4%
República Dominicana	24,5%	26,7%	30,0%	28,9%	30,4%	31,0%	33,3%	30,1%	30,9%
Paraguay	18,1%	28,4%	33,2%	31,1%	32,3%	32,7%	32,2%	30,8%	30,4%
Venezuela	18,0%	24,3%	26,6%	27,4%	27,2%	27,2%	19,3%	19,8%	19,8%
Nicaragua	16,8%	30,5%	27,0%	22,1%	21,3%	20,6%	24,2%	18,7%	17,9%
Honduras	7,0%	19,6%	25,5%	21,6%	20,6%	22,5%	24,3%	27,0%	29,9%
Jamaica	14,6%	8,5%	12,6%	11,0%	23,8%	22,3%	20,9%	22,0%	24,2%
Colombia	21,2%	22,4%	19,4%	20,6%	20,2%	19,6%	18,6%	17,6%	17,3%
Ecuador	22,5%	24,1%	24,9%	21,8%	19,2%	18,0%	16,8%	16,3%	14,5%
Uruguay	13,9%	18,5%	18,4%	12,2%	11,8%	12,8%	11,0%	12,4%	12,2%
México	12,9%	14,0%	15,9%	15,7%	15,8%	16,3%	16,3%	15,4%	15,0%
Brasil	14,2%	17,7%	16,8%	16,1%	16,6%	17,2%	16,6%	16,5%	17,1%
Argentina	18,3%	14,8%	15,1%	16,7%	13,4%	14,7%	13,4%	14,4%	13,7%
Bolivia	21,4%	10,2%	10,2%	10,3%	11,9%	11,8%	11,4%	11,1%	11,4%
Guatemala	15,0%	24,7%	11,6%	13,5%	13,9%	14,3%	13,3%	16,4%	13,9%
Panamá	26,0%	23,9%	16,5%	16,0%	14,1%	13,1%	14,6%	13,7%	13,7%
El Salvador	16,4%	13,4%	12,2%	7,8%	12,0%	12,3%	12,9%	12,5%	10,2%
Costa Rica	8,3%	6,8%	9,9%	10,0%	10,3%	10,6%	10,1%	10,8%	10,6%
Chile	10,6%	7,3%	8,9%	8,4%	8,5%	10,5%	8,2%	7,1%	5,0%
Trinidad y Tobago	8,4%	7,3%	3,8%	3,3%	2,9%	3,7%	3,1%	2,8%	2,6%
América Latina y el Caribe	17,5%	18,0%	18,3%	17,8%	17,9%	17,4%	17,1%	16,5%	16,8%

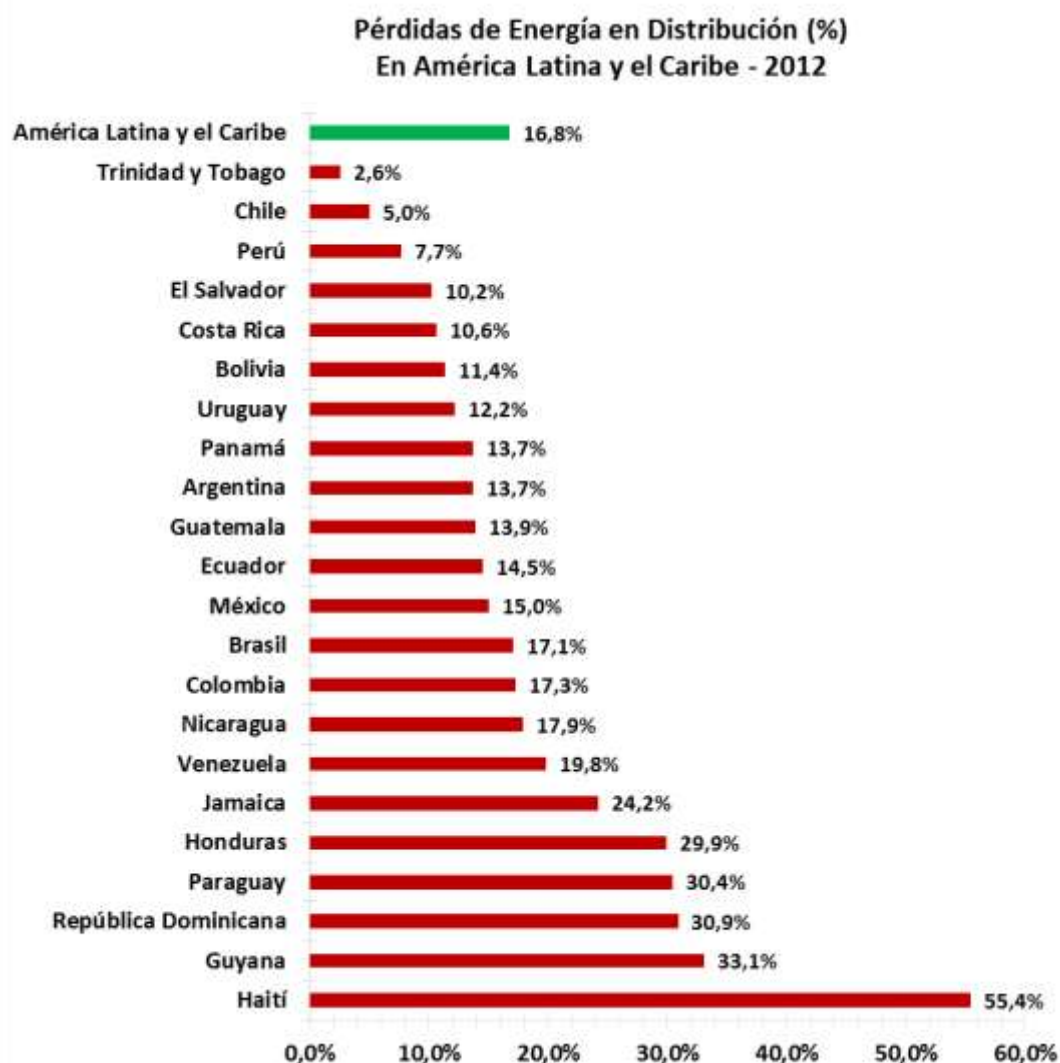


Figura 4. Pérdidas de energía en distribución de los países de América Latina y el Caribe año 2012.

Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

Por último, existen países que enfrentan la situación más difícil, con niveles de pérdidas altos que se han incrementado en los últimos años. Incluso en aquellos países donde las pérdidas son relativamente bajas, hay empresas distribuidoras que enfrentan retos considerables debido a las condiciones socioeconómicas o geográficas de las zonas que sirven. Por ejemplo, empresas en Perú que prestan el servicio en zonas rurales con baja densidad poblacional registran índices de pérdidas marcadamente superiores al promedio del país. Sin embargo, cabe recalcar que las pérdidas de electricidad pueden concentrarse igualmente en zonas de alta densidad, como en el caso de México y Uruguay.

1.1.2 A NIVEL NACIONAL

Las pérdidas reales de energía eléctrica en el año 1993 en el Perú estaban en el orden del 22% actualmente en promedio están en el orden del 7,5%, esta disminución de las pérdidas en esta última década se debió principalmente a la privatización del sector eléctrico y a la inversión en la modernización y remodelación del sector con lo que respecta a las instalaciones eléctricas.

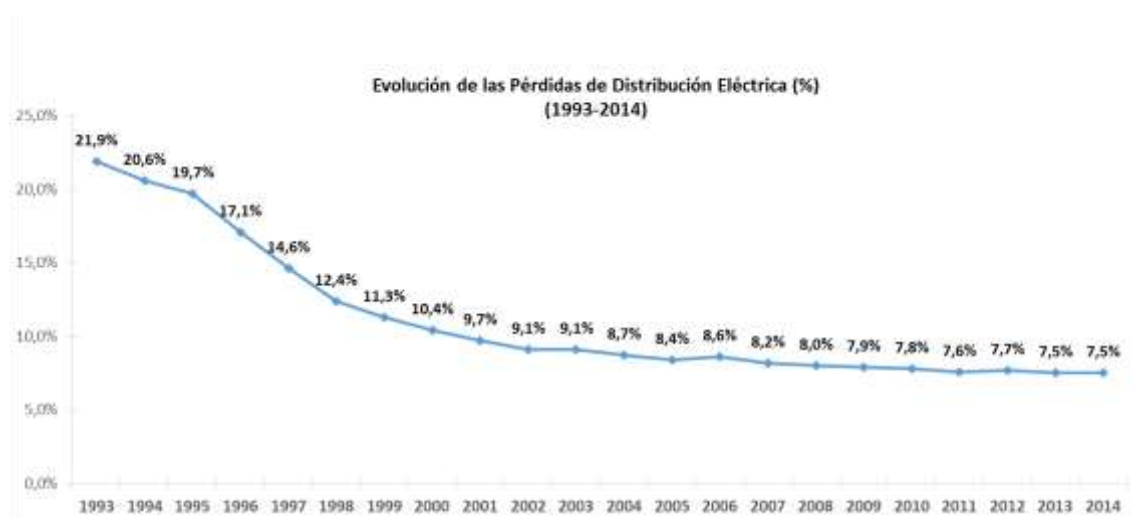


Figura 5. Evolución de pérdidas de energía en distribución en Perú.

Fuente: Pacific Credit Rating; Informe Sectorial Perú: Sector Eléctrico (2014)

Si bien es cierto que esta tendencia es alentadora, sin embargo aun las empresas eléctricas a nivel nacional están en su mayoría sobre el nivel de pérdidas promedio, como se observa en la Tabla 4, solo 3 empresas distribuidoras (Edelnor: 7,4%, Luz del Sur: 5,4% y Coelvisac: 2,3%) están por debajo del promedio, en el año 2014, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución del país fueron del orden de 7,5%.

DISTRIBUIDORAS	PÉRDIDAS
Promedio Perú 2014	7,5%
Emsemsa	20,1%
Emseusa	15,8%
Electro Ucayali	12,8%
Electro Pangoa	12,2%
Electro Sur Este	11,9%
Sersa	11,8%
Electro Tocache	11,6%
Edecañete	11,4%
Electro Puno	11,1%
Chavimochic	10,2%
Electro Oriente	10,0%
Electronoroeste	9,8%
Electrocentro	9,2%
Electronorte	9,1%
Hidrandina	9,1%
Electro sur	9,0%
Seal	8,3%
Electro Dunas	8,2%
Edelnor	7,4%
Luz del Sur	5,4%
Coelvisac	2,3%

Tabla 4.

Fuente: OSINERGMIN, Anuario estadístico 2014

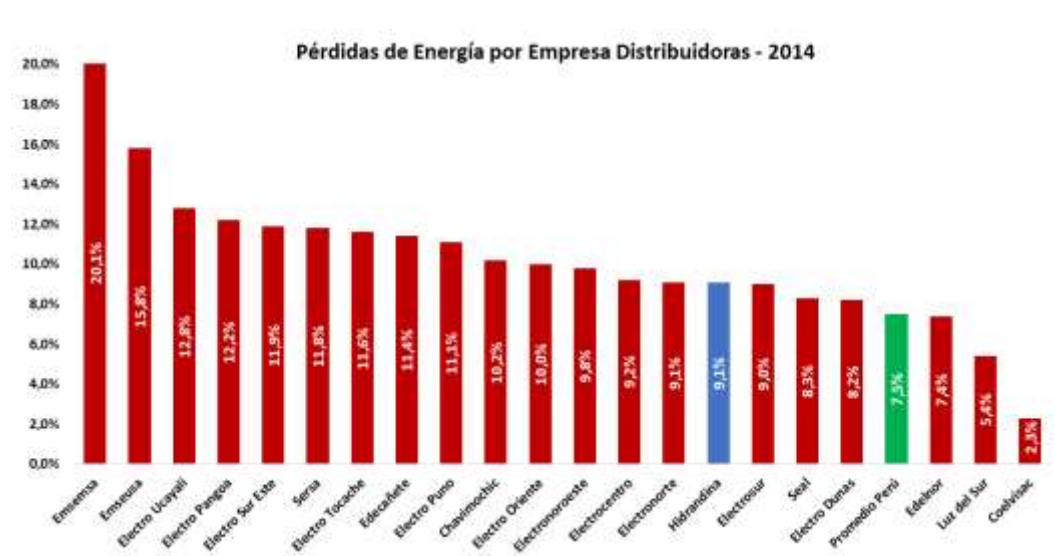


Figura 6. Pérdidas en distribución por empresa distribuidora – 2014.

Fuente: OSINERGMIN, Anuario estadístico 2014

Para el primer trimestre del 2015 (a marzo del año 2015), las pérdidas de energía en los sistemas de distribución del país, interconectados más aislados, fueron del orden de 8,4%. Este resultado nos permite tener una referencia de cómo estamos en comparación con otras empresas del sector a nivel nacional.

La Figura 7, muestra el comportamiento del porcentaje de pérdidas en distribución en cada empresa distribuidora para el primer trimestre del año 2015.

Tabla 5: Pérdidas en distribución por empresas eléctricas - I Trimestre 2015.

DISTRIBUIDORAS	PÉRDIDAS (%)
Promedio Perú A Mar_2015	8,4%
Electro Tocache	15,2%
Emseusa	14,0%
Edecañete	13,1%
Electro Ucayali	12,3%
Electro Sur Este	11,9%
Electro Pangoa	11,6%
Sersa	11,1%
Emsemsa	10,5%
Electro Oriente	10,4%
Electro Puno	10,2%
Electrocentro	10,1%
Electrosur	10,1%
Electronoroeste	10,1%
Electronorte	9,9%
Chavimochic	9,4%
Hidrandina	9,3%
Edelnor	9,2%
Electro Dunas	9,0%
Seal	7,4%
Luz del Sur	6,2%
Coelvisac	3,8%

Fuente: OSINERGMIN - GART, Procesamiento y análisis de la Información comercial de las empresas de electricidad (2015)

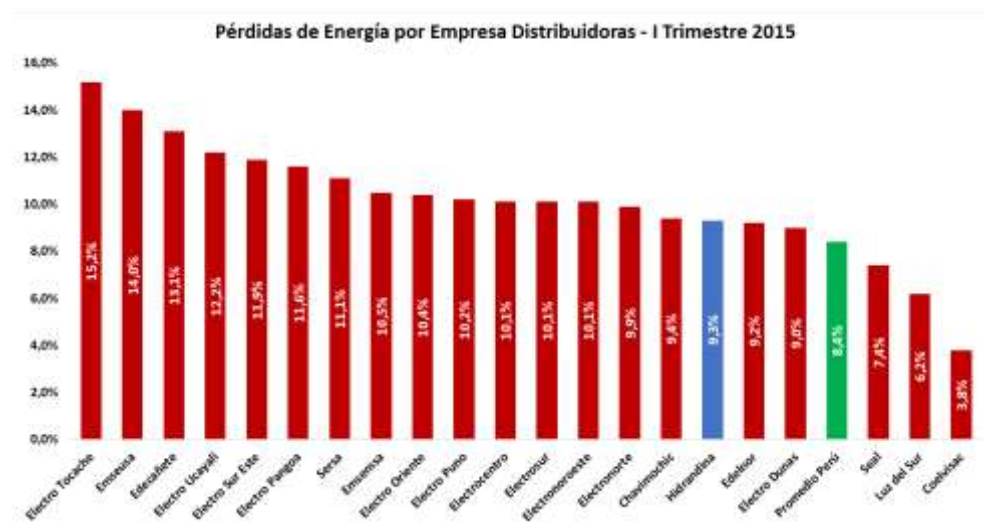


Figura 7. Pérdidas en distribución por empresas eléctricas I Trimestre 2015.

Fuente: OSINERGMIN - GART, Procesamiento y análisis de la Información comercial de las empresas de electricidad (2015)

1.1.3.- A NIVEL LOCAL

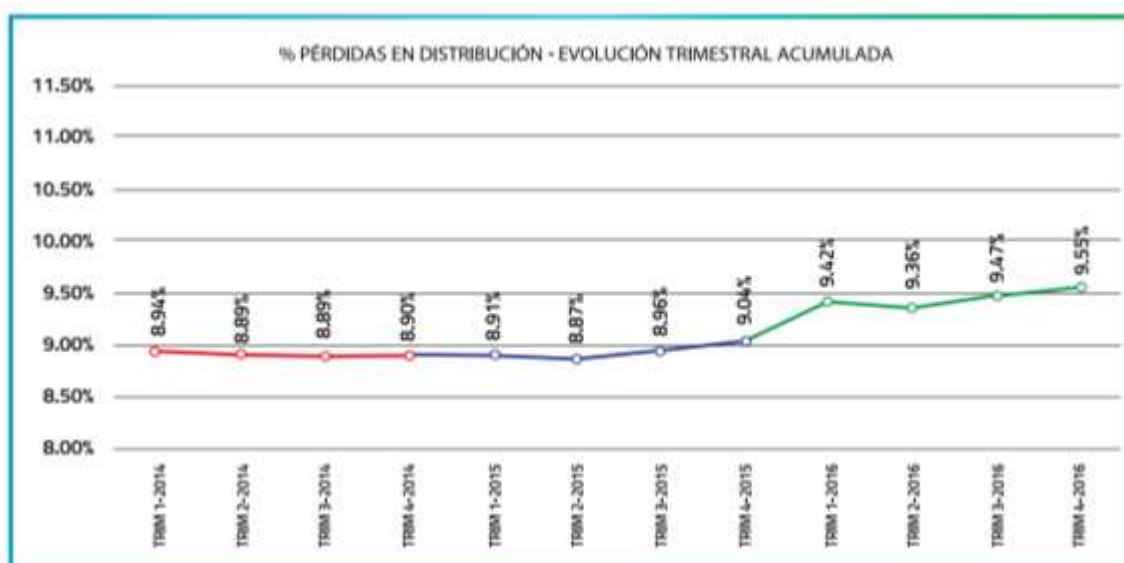
Según el balance oficial de pérdidas, el índice de pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanza un promedio de 9.55 % con una desviación de 0.51 puntos porcentuales respecto al obtenido en el año 2015 (9.04%).

Tabla 06. Perdidas en distribución MWH

DESCRIPCIÓN	TRIM 1 2014	TRIM 2 2014	TRIM 3 2014	TRIM 4 2014	TRIM 1 2015	TRIM 2 2015	TRIM 3 2015	TRIM 4 2015	TRIM 1 2016	TRIM 2 2016	TRIM 3 2016	TRIM 4 2016
Pérdidas en distribución [MWh]	32,186	61,952	90,895	122,638	34,416	67,022	98,408	132,743	34,748	66,058	98,645	133,580
% de pérdidas en distribución	8.94%	8.89%	8.89%	8.90%	8.91%	8.87%	8.96%	9.04%	9.42%	9.36%	9.47%	9.55%

Fuente: Gerencia Técnica.

Figura 8. Evolución Trimestral Acumulada



En el sistema de transmisión el índice de pérdidas en el año 2016 fue de 3.56% o 51.37 GWh mayor respecto al obtenido en el año 2015 (3.05 % o 45.98 GWh), su evolución fue la siguiente:

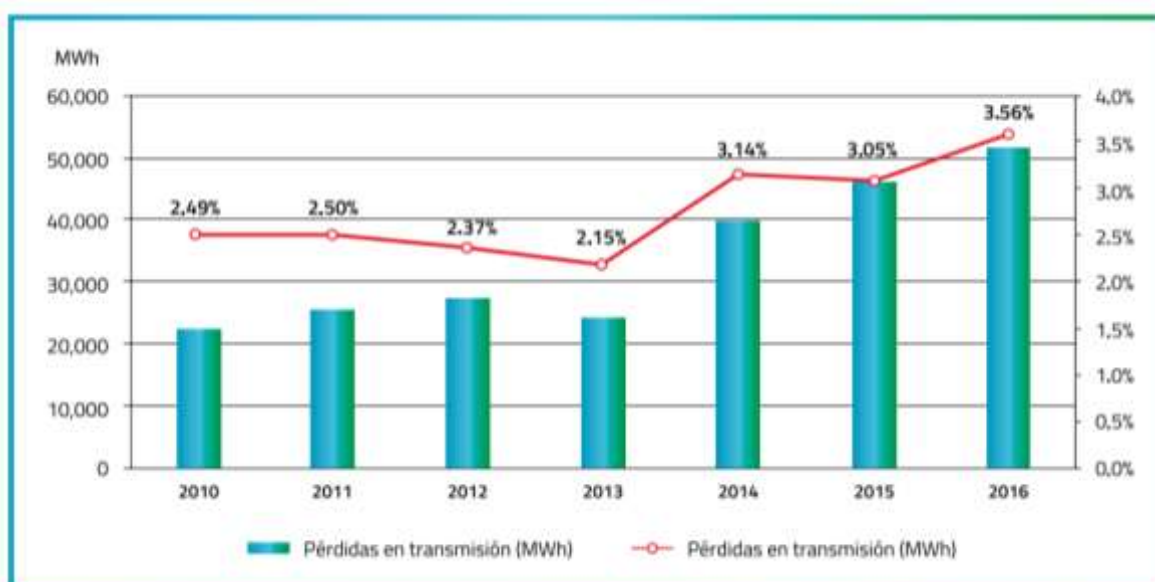
Tabla 7.

EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (%)

ACCIONISTA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1. Energía adquirida a generadoras (MWh)	949,541	1,104,106	1,217,985	1,250,913	1,408,860	1,507,850	1,443,744
2. Pérdidas en transmisión MAT y AT (MWh)	22,114	25,669	27,039	24,169	40,364	45,981	51,374
3. Pérdidas en transmisión % (2/1)	2.49%	2.50%	2.37%	2.15%	3.14%	3.05%	3.56%

Fuente: Gerencia Técnica.

Figura 9. PERDIDAS EN DISTRIBUCION



En el año 2016, a través del desarrollo de actividades del Programa de Recupero de Energía, se logró recobrar un total de 4 824 MWh, que equivalen a S/ 2.69 millones, superando la meta establecida (2 554 MWh o S/ 1.20 millones). La cantidad de intervenciones fue de 2 817. Habían sido previstas 1 993.

Electro Noroeste(ENOSA) como empresa prestadora de servicios tiene relación directa con sus clientes el cual nace a partir de una necesidad de los usuarios para hacer una instalación de medidor de energía eléctrica el cual tiene que cancelarse cada mes de acuerdo a la facturación que emita la empresa; pero sin embargo, pese a que la empresa tiene un gran número

usuarios y tiene una buena cantidad de ingresos por la energía propiamente dicha, instalaciones nuevas, reparaciones, cortes y reconexiones, cambio de medidores, etc. También tiene pérdidas comerciales de energía eléctrica las cuales son por: instalaciones clandestinas y hurtos de energía eléctrica; consumos no registrados, los mismos que son provocados por el funcionamiento defectuoso del medidor o la alteración fraudulenta; lecturas erradas, identificación equivocada de los clientes o introducción defectuosa de datos en el sistema de facturación; morosidad de clientes, las cuales pueden ser por falta de información como en el caso de los suministros anulados, escasos recursos del cliente o simplemente no desea pagar.

Esta empresa comercializa la energía eléctrica sin tener un programa de actividades en forma ordenada y precisa, para la reducción de las pérdidas de energía, es decir se aplica un control en el momento en que las pérdidas de energía sobrepasan lo normal o en el momento en que la facturación no genera la misma productividad.

Actualmente se realizan actividades de tipo correctivo en la empresa investigada llevando a gastos innecesarios de materiales y de tiempo para poder reducir las pérdidas de energía, al carecer de un Programa Sistemático de actividades de forma ordenada y disciplinada no se puede analizar, controlar y reducir las pérdidas, lo que conlleva a un desbalance energético incontrolable, ocasionando problemas financieros dentro de Electro Noroeste.

1.2.- FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El no contar con un registro de datos ordenado ni un sistema programado de aplicación para reducción y control de pérdidas en estricto cumplimiento, origina que la empresa Electro Noroeste S.A. – Piura tenga una productividad mínima.

1.3.-DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

ENOSA es una empresa de servicio público de economía mixta que opera en el rubro electricidad. Pertenece al Grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe), con autonomía técnica, administrativa, económica y financiera. Sus servicios son de necesidad y utilidad pública y de preferente interés social. Desde finales del año 2013 hasta la actualidad no maneja un registro de datos ordenado, ni un sistema programado de aplicación para reducción y control de pérdidas en estricto cumplimiento, en la actualidad se está reorganizando desde su departamento administrativo hasta el técnico, por lo cual una de sus falencias para mejorar el servicio que presta es el contar con un programa sistemático o plan de actividades para reducción de pérdidas energéticas no técnicas, con el fin de reducir costos y mejorar la recaudación en facturación.

El problema busca determinar las pérdidas de energía existentes en la empresa concesionaria Electro Noroeste S.A. - Piura, durante comienzos del año 2018.

1.4.- JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En la actualidad, las empresas dedicadas a la venta de energía eléctrica deben luchar para ser altamente competitivas y eficientes tanto en el área técnica como administrativa. El mercado energético exige que las empresas brinden un servicio de calidad y realmente confiable con mínimos costos y pérdidas, para tener una rentabilidad que le permita obtener su crecimiento de una forma sostenible y planificada.

En nuestro país, debido a la idiosincrasia de las personas se deben elaborar los controles necesarios para poder detectar, castigar y corregir el robo indiscriminado de energía, el cual ha llevado al colapso financiero de la mayoría de las empresas eléctricas. Con el impulso de este plan se espera lograr la reducción drástica del índice de pérdidas en un porcentaje aceptable.

La reducción de pérdidas no técnicas en las áreas de distribución y comercialización de energía eléctrica libera equipos de generación y transmisión, incidiendo tanto en los niveles de inversión futura, como en el valor de los costos marginales y de las tarifas basadas en ellos.

La propuesta de un Programa Sistemático de Actividades Analítica y Aplicativa tiene como fin realizar de manera ordenada un registro actualizado y detallado de los usuarios que posee cada subestación de distribución, por ello es importante lograr que Electro Noroeste adopte técnicas de mejoramiento en el área comercial, distribución e informática y cambie su filosofía hacia la organización y mejora continua de toda la base de datos estructurada en este proyecto, para adaptarse con facilidad a la demanda de trabajo y así elevar el número de beneficiados por los trabajos realizados.

1.5.- OBJETIVOS

1.5.1.- OBJETIVO GENERAL

Proponer e implementar un plan de reducción de pérdidas y mantenimiento de conexiones eléctricas en baja tensión para Electro Noroeste S.A.

1.5.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Efectuar un diagnóstico de las condiciones actuales de los alimentadores y las subestaciones de Distribución, determinando sus fortalezas y debilidades, para definir las actividades a realizar en el proyecto.
- Obtener un balance energético correcto y confiable de la energía vendida, y la energía facturada, con el fin de obtener las pérdidas en energía y en soles.
- Establecer estrategias que permitan reducir el índice de pérdidas de energía No Técnicas en Electronoroeste, ubicándolo en valores similares a estándares internacionales y con ello elevar la rentabilidad económica y financiera.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 - ANTECEDENTES:

Para, reducir las pérdidas de energía no técnicas en el departamento de Piura de la empresa Electro Noroeste S.A., mediante el desarrollo de un programa de reducción y control, que sean técnica como económicamente viables; fue necesario referir a diversos trabajos realizados que guardan relación con los objetivos propuestos en este estudio, en función a ello se menciona a:

Edwin Patricio Cacuango Alba (2009), Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito – Ecuador, en su Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, denominado: “Análisis Costo Beneficio de los Proyectos Implementados por la Unidad de Control de Pérdidas Comerciales de la Empresa Eléctrica Quito S.A.”, cuyo objetivo general fue: Realizar un análisis costo beneficio de los diferentes programas de reducción de control de pérdidas comerciales, implementados en la EEQ S.A. desde junio de 2004 en la ciudad de Quito, dentro de los límites establecidos por el ente regulador el CONELEC que es: 2% óptimo ideal de pérdidas comerciales y 4% límite razonable. De esta manera concluyo que: La aplicación del plan y de los proyectos de disminución de pérdidas comerciales ejecutados por la unidad de control de pérdidas comerciales de la empresa Eléctrica Quito S.A., desde julio de 2004 hasta abril de 2009, ha cumplido con los objetivos institucionales y exigencias del ente regulador el CONELEC, en cuanto a disminuir y mantener niveles de pérdidas prefijados logrando disminuir su índice de pérdidas totales de 15,70% a 8,29%, con una

refacturación energética de 55 005 865 kWh e incorporación energética de 3 729 791 kWh.

Jorge Gonzáles Cáceres (2009), Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), oficina subregional para Centroamérica, en su informe de proyecto de apoyo a la integración y desarrollo energético de Centroamérica, titulado: “Asistencia Técnica Para Reducción de Pérdidas en Redes de Distribución de Nicaragua” cuyo objetivo es la identificación de los principales aspectos de la normatividad que dificultan los planes de pérdidas y la elaboración de un plan que permita el control en los asentamientos precarios. De esta manera permitió concluir que, la ley N° 661, Ley para la distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica, debería ser re-estudiado y modificado, pues para realizar inspecciones existe un límite de consumo para usuarios de tarifa domiciliar, este límite actual a clientes con consumos menores a 500 kWh/mes, es una importante restricción que no permite implementar un adecuado plan de inspecciones. En los países donde los planes de pérdidas han sido exitosos, no existe la limitante del consumo para realizar la inspección, a su vez el acompañamiento y obligación de la presencia de un funcionario del INE (Instituto Nicaragüense de Energía – ente regulador) limita el accionar de la empresa, que en la práctica no es viable realizar todas las inspecciones, con un funcionario del INE. Esto retarda el proceso, lo encarece, lo hace ineficiente y no logra abarcar el gran número de inspecciones, que debe realizar la empresa distribuidora. Con respecto a los asentamientos precarios se concluye que es factibilidad de construcción de redes de distribución en

la zona para dotar de suministro eléctrico a las viviendas, como parte del sistema de mejoramiento continuo de la compañía, enfocada a la calidad del servicio, a la recuperación de mercado y reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

Jesús Gontrán Celaya Pino (2004), del Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México, presento su Tesis para optar el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería de Sistemas, denominado: “Proyecto para el Abatimiento de Pérdidas No Técnicas de energía Eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad en Zona Tijuana”; cuyo objetivo general fue: Establecer un programa de mejoramiento para controlar, prevenir y reducir el índice de pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

De esta manera logro concluir que, para lograr mejoras sustanciales se debe implementar el proyecto de reducción de pérdidas no técnicas, atendiendo el 100% las principales causas y reforzar el programa normal de inspección y pruebas existentes, con recursos humanos y materiales adicionales que permitan en un plazo de 3 a 5 años reducir y mantener las pérdidas de energía en valores óptimos, con criterios de productividad y rentabilidad económica, que permitan a la zona de Tijuana suministrar el servicio eléctrico con calidad, oportunidad y al menor costo.

Edwin Castillo y Ángel Pérez (2012), de la Universidad de Cuenca – Ecuador, en su Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico, denominado “Diseño De Una Metodología Para la Reducción y Control de Pérdidas de

Energía Utilizando Índices Sectorizados de Pérdidas en Alimentadores Primarios Para CNEL S.A. Regional El Oro”; cuyo objetivo general fue: Desarrollar una metodología que permita identificar y controlar comportamientos anormales en el suministro de energía eléctrica, utilizando en primer lugar macro medición para establecer las zonas con mayor concentración de pérdidas en el alimentador, estas zonas son identificadas a través de la determinación de índices sectorizados de pérdidas, en las cuales se propone realizar micro medición y de esta manera identificar una zona más específica para realizar el control. De esta manera permitió concluir que, el proceso de sectorización permite identificar las zonas donde se encuentran concentradas en mayor cantidad las pérdidas no técnicas, lo que permite realizar revisiones dirigidas, toda vez que del análisis realizado en la etapa de macro medición se observa que el mayor índice de pérdidas no técnicas corresponde a la zona H con el 25,33% respecto del total de pérdidas no técnicas de todo el alimentador y posterior a la macro medición se realizó la etapa de micro medición en la zona H donde se puede observar que las zonas H5 (61,33 %) y H1(22,81%) presentan los mayores índices de pérdidas no técnicas, por ello estas sub-zonas deben tener prioridad en el proceso de revisión a clientes.

Custodio Vásquez, E. W. Y Obregón Maguiña Z. F. (2005), Universidad Nacional del Santa – Chimbote, en su informe del trabajo de ingeniería para optar el título de Ingeniero en Energía, denominado: “Estudio Técnico Económico Para la Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en Redes de Distribución en la Unidad de Negocios Chimbote Hidrandina S.A.”,

manifiesta lo siguiente: El objetivo principal de este trabajo, fue determinar las pérdidas técnicas y no técnicas de las redes de distribución de energía de Hidrandina S.A. – Chimbote así como realizar un estudio técnico – económico que permita determinar el beneficio – costo del programa de reducción de pérdidas a los niveles estándares. Lo cual concluyo que las pérdidas técnicas de la unidad de negocios Chimbote – Hidrandina se encuentra en el orden del 4,23 % en los alimentadores y las pérdidas técnicas en BT son del 4,04 %. Las pérdidas no técnicas están en el orden del 3,19 % por lo tanto las pérdidas totales representan el 11,46 % de la energía suministrada de los centros de transformación, para el I Trimestre del 2005, además se concluye que las estrategias bien encaminadas conllevaran a la reducción de pérdidas comerciales en un periodo de 4,3 años.

En la Empresa ELECTRONOROESTE S.A. se han ejecutado una serie de estrategias concernientes a la obtención de resultados en lo que a reducción de pérdidas de energía no técnicas se refiere. Las principales actividades que se llevaron a cabo fueron:

- Segmentación del mercado en cada una de las unidades de negocio de la empresa.
- Ejecución de actividades de reducción de pérdidas comerciales en baja tensión, como:

Cambio de topología: Comprende el cambio de redes subterráneas por redes aéreas con conductor auto soportado en zonas de elevado hurto de energía.

Remodelación de redes: Involucra el cambio de redes aéreas convencionales (pentafileares) por redes auto soportados en zonas con fuerte presencia de clandestinos.

Saneamiento comercial: Comprende desde la verificación de la acometida, cambio del medidor y los trabajos subsecuentes de la codificación y sellado de la caja porta medidor; considerándose el proceso de recupero de energía posterior a la detección del fraude.

SUMOB: Proceso preliminar y posterior del saneamiento, que involucra la verificación exhaustiva del suministro. Tiene dos fases básicas: la inspección preliminar que asevere la sospecha del suministro en cuestión y la ejecución del correctivo respectivo.

Anti clandestinaje: Ejecución de trabajos continuos de detección y erradicación de clandestinos, entendiéndose así a los clientes, ex-clientes y no usuarios que utilizan, sin permiso alguno de la empresa, energía directamente de la red. Así mismo, comprende la ejecución de operativos masivos anti hurto con presencia de funcionarios de ENOSA, policía nacional, periodismo y autoridades locales, en zonas periféricas de la ciudad, especialmente invasiones.

Control: Etapa final a las labores de saneamiento que contempla el mantenimiento y la reducción progresiva de los niveles ya alcanzados a la fecha; empleando estrategias de Control diseñados para tal fin. Esta etapa comprende dos (02) actividades: identificación a usuarios que en algún momento varíen sospechosamente su consumo y aplicación del correctivo.

2.2 - EMPRESA

2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Electronoroeste se inicia cuando en el año 1958, se crea la Empresa Energía de Piura (EPPSA), posteriormente esta empresa en el año 1972 es transferida al sector estatal como parte de la Política del gobierno militar. Luego la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. (Electronorte S.A.) fue autorizada a operar el 21 de diciembre de 1983, mediante Resolución Ministerial No. 321-83-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas (MEM), como una unidad operativa de Electroperu, contando con un área de responsabilidad que estaba conformada por los departamentos de Lambayeque, Piura, Tumbes, Amazonas y las provincias de San Ignacio, Jaén, Cutervo, Chota, Santa Cruz y San Miguel de los departamentos de Cajamarca. Y su constitución como empresa pública de Derecho Privado se formalizó mediante Escritura Pública del 28 de marzo de 1985.

Posteriormente el 10 de diciembre de 1987 por Ley N° 24761, nos constituimos como la novena Empresa Regional de servicio Público de Electricidad (Electronoroeste S.A.) y nos autorizaron a operar el 13 de abril de 1988, mediante Resolución Ministerial No. 082-88-EM/DGE del MEM, y con constitución como empresa pública de Derecho Privado, que se formalizó mediante Escritura Pública del 2 de setiembre de 1988. Con la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones autorizadas comprendidas en las provincias de Piura, Sechura, Sullana, Paita, Talara, Ayabaca, Huancabamba y Morropón del departamento de Piura y en las provincias de Contralmirante Villar y Zarumilla del departamento de Tumbes. Lugares excluidos del área de responsabilidad de Electronorte S.A.

A fines del año 2001 ante INDECOPI se registra la marca comercial ENOSA , posteriormente se constituye el grupo Distriluz conformado además por Hidrandina, Ensa y Electrocentro, con el objeto de realizar una gestión corporativa bajo un mismo Directorio.

Actualmente la actividad principal de ENOSA es la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones, comprendidas en las regiones de Piura y Tumbes. Atendiendo cerca de medio millón de clientes.

2.2.2. CONSTITUCIÓN Y ACCIONARIADO

Las actividades de Electro Noroeste S.A. se sujetan a lo dispuesto en el Decreto Ley No. 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo No. 009-93-EM, disposiciones modificatorias y complementarias.

El 100 % del accionariado de ENOSA pertenece al Fonafe, entidad que representa al Estado peruano.

2.2.3.- MISIÓN

Satisfacer las necesidades de energía con calidad, contribuyendo al desarrollo sostenible en nuestro ámbito de responsabilidad, con tecnología de vanguardia y talento humano comprometido, actuando con transparencia y aprovechando sinergias corporativas para la mejora continua y generación de valor a nuestros clientes, colaboradores y accionistas.

2.2.4.- VISIÓN

Consolidarnos como una empresa modelo, eficiente, moderna y responsable.

2.2.5.- VALORES

Los trabajadores de Electro Oriente creen en los siguientes valores empresariales:

a) Servicio al Cliente con Calidad

Garantizar un alto sentido de colaboración y atención proactiva a clientes internos y externos.

b) Productividad y Eficacia

Producir bien desde el principio, en una cadena de responsabilidades y satisfaciendo las necesidades del cliente. Es lograr resultados al menor costo, optimizando la utilización de recursos, y buscando la mejora continua.

c) Moralidad en los Actos.

Actuar respetando la ley, sin incurrir en actos deshonestos o de dudosa negociación, respetando el derecho de los demás y evitando sacar ventaja de nuestra posición empresarial.

d) Respeto a las Personas y al Medio Ambiente

Actuar en armonía con las personas y el medio ambiente.

e) Responsabilidad y Pro actividad

Propiciar el cumplimiento responsable y una actitud proactiva en las funciones.

f) Seguridad

Buscar la seguridad e idoneidad en el desempeño de las labores, cuidando la vida y la salud de las personas y el buen uso de los recursos que disponemos.

g) Solidaridad y Trabajo en Equipo

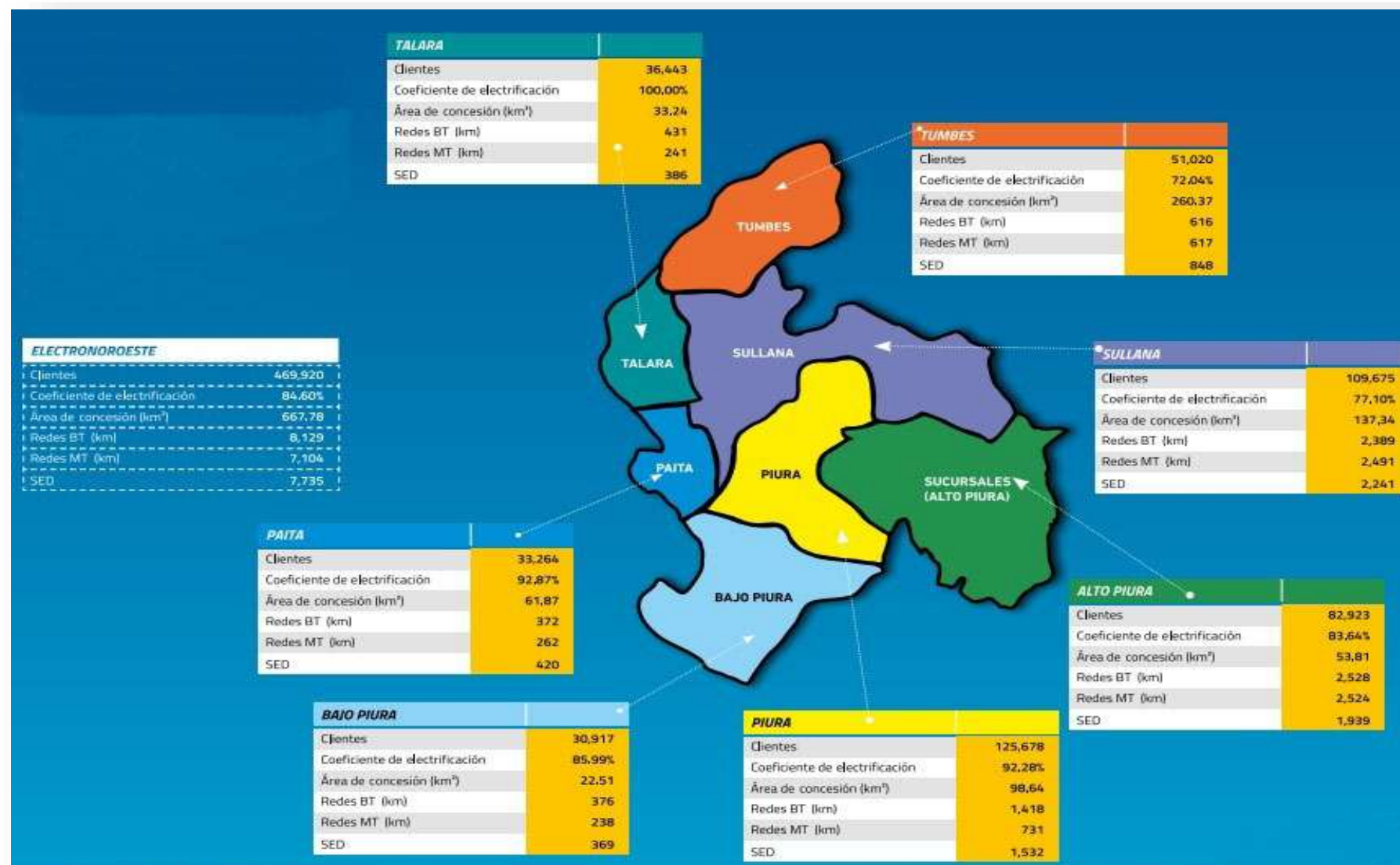
Integrar al personal con las metas empresariales, generando el interés colectivo por los resultados y lograr un buen clima laboral.

2.2.6.- ÁREA DE INFLUENCIA Y CONCESIÓN

El domicilio legal de ELECTRONOROESTE S.A. se encuentra en la ciudad de Piura, pudiendo establecer oficinas y sucursales en cualquier lugar del ámbito de su competencia, cuando el cumplimiento de sus fines lo requiera.

Enosa tiene un área de concesión de 667.78 km² en dos regiones del país: Piura y Tumbes. Para efectos administrativos y operativos la empresa subdivide dicha área en seis unidades de negocio y un servicio mayor (Bajo Piura). Adicionalmente, también puede prestar servicios de distribución de energía eléctrica en zonas aledañas al área de concesión. Estas últimas zonas se denominan área de influencia.

Figura 10. Área de Concesión de Electronoroeste



2.2.7.- EL MERCADO

En el mercado de distribución de energía eléctrica, La energía vendida en el año 2016 alcanzó a 1 270 642 MWh con una disminución de 5.50 % respecto al volumen de energía vendida en el año 2015 (1 344 615 MWh).

En el mercado regulado se concentró el 89.75 % de las ventas, ascendiendo a 1 140 453 MWh, en tanto que el 10.25 % se vendió a clientes del mercado libre.

Tabla 8: Estructura de Venta de Energía (En Porcentaje)

MERCADO / SEGMENTO	2012	2013	2014	2015	2016	CRECIMIENTO 2016/2015
MERCADO LIBRE	37,315	16,335	18,073	27,238	130,190	377.97%
MERCADO REGULADO	1,052,669	1,100,061	1,243,905	1,317,377	1,140,453	-13.43%
-ALTA TENSIÓN	7,081	6,971	6,908	8,328	7,967	-4.34%
-MEDIA TENSIÓN	582,040	600,964	702,657	750,183	564,790	-24.71%
-BAJA TENSIÓN	463,548	492,125	534,340	558,866	567,695	1.58%
*DOMICILIARIO	311,796	365,577	372,562	387,336	387,678	0.09%
*NO DOMICILIARIO	110,360	79,222	110,925	118,759	125,988	6.09%
*ALUMBRADO PÚBLICO	41,392	46,721	50,853	52,770	54,029	2.39%
TOTAL	1,089,983	1,116,395	1,261,978	1,344,615	1,270,642	-5.50%

Fuente: Gerencia Comercial.

La venta de energía por sectores económicos se concentró en el sector industrial con el 55.3 % del total; el sector domiciliario o residencial representó el 30.5 % de las ventas, en tanto que un 9.9 % se vendió a clientes del sector comercial y de servicios, y un 4.3 % corresponde al servicio de alumbrado público.

Figura 11. Venta de energía en MWh

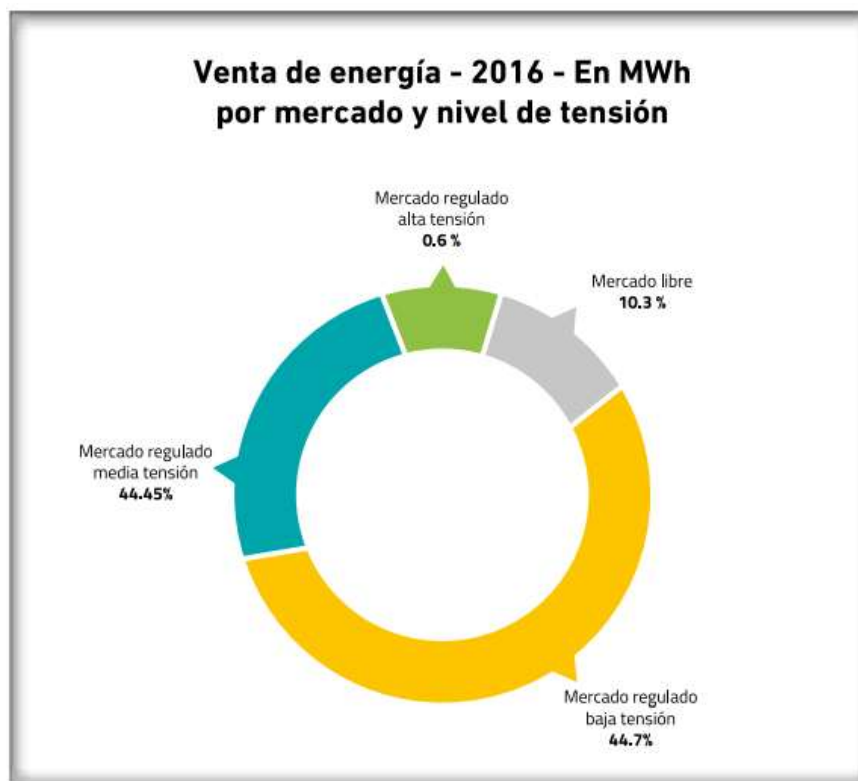


Figura 12. Venta de energía en GWh

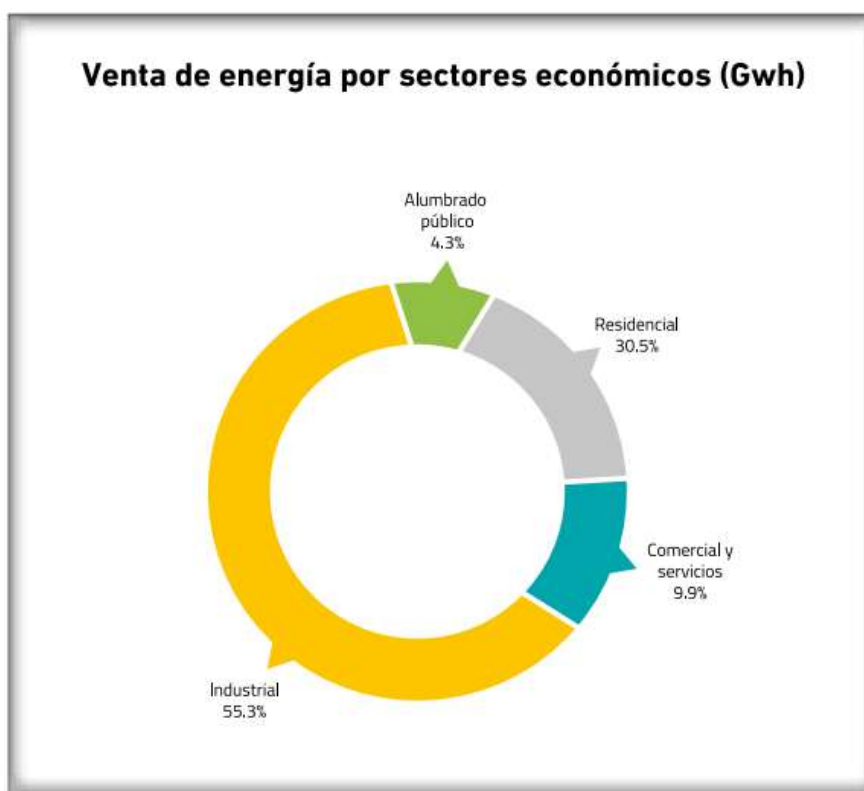


Tabla 9. Mercado

MERCADO / SEGMENTO	2016	PARTIP. % EN MERCADO
Mercado Libre	130,190	10.25%
Mercado Regulado	1,140,453	89.75%
-Alta tensión	7,967	0.63%
- Media tensión	564,790	44.45%
- Baja tensión	567,695	44.68%
* Domiciliario	387,678	30.51%
* No domiciliario	125,988	9.92%
* Alumbrado público	54,029	4.25%
Total	1,270,642	100%

Fuente: Gerencia Comercial.

2.2.8.- OPERACIONES

La empresa para el desarrollo de sus operaciones cuenta con centrales térmicas e hidráulicas de generación propias, las cuales produjeron 14.52 GWh, siendo 14.497 GWh provenientes de centrales hidráulicas y 0.02 GWh de centrales térmicas, con una gestión de mantenimiento eficiente y oportuno.

Tabla 10. Centrales de Generación

MES	ALTO PIURA		SULLANA		TOTAL CENTRALES HIDRÁULICAS
	C.H. HUANCABAMBA	C.H. CHALACO	C.H. QUIROZ	C.H. SICACATE	
ENERO	19	106	1,092	137	1,353
FEBRERO	19	106	221	187	532
MARZO	58	88	720	243	1,109
ABRIL	60	89	893	260	1,303
MAYO	72	96	1,062	257	1,489
JUNIO	68	102	1,069	197	1,436
JULIO	74	103	1,078	186	1,441
AGOSTO	74	57	1,061	133	1,324
SEPTIEMBRE	71	52	1,011	125	1,260
OCTUBRE	70	54	1,062	121	1,307
NOVIEMBRE	50	52	533	62	698
DICIEMBRE	57	45	1,054	91	1,247
TOTAL	692	950	10,854	2,000	14,497

Fuente: Gerencia Técnica.

Coeficiente de electrificación es una medida que determina el porcentaje de habitantes que tienen acceso regular a la energía eléctrica dentro de la zona

de concesión. Al concluir el año 2016, las poblaciones atendidas por ENOSA alcanzaron un coeficiente de electrificación promedio de 84.60 %, disminuyendo en 0.03 puntos porcentuales respecto al año 2015, cuando se registró un coeficiente de 84.63 %, con variaciones significativas según el área geográfica, porque en el país aún hay muchas zonas sin acceso a la energía eléctrica.

Este es uno de los mayores retos para la empresa; llevar energía eléctrica al mayor número de peruanos dentro de la concesión. Los principales factores que intervienen para mejorar este indicador son: la aplicación de políticas de facilidades de pago para nuevos suministros; la respuesta al programa de independización eléctrica de predios; la captación de clientes de proyectos ejecutados en coordinación con el Minem y los proyectos de electrificación y ampliación de redes propios de la empresa.

Tabla 11. Coeficiente de Electrificación

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2015 - 2016		
UNIDADES DE NEGOCIO	2015	2016
Piura	92.61%	92.28%
Tumbes	73.57%	72.04%
Talara	99.90%	100.00%
Alto Piura	84.81%	83.64%
Sullana	76.06%	77.10%
Paita	92.39%	92.87%
Bajo Piura	85.57%	85.99%
Total	84.63%	84.60%

Fuente: Gerencia Comercial.

2.3.- DEFINICIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.3.1.- PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

Consiste en energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte o transformación, más la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por la empresa encargada de su suministro. Puede definirse también como la diferencia que resulta al hacer un balance entre la energía demandada y la energía facturada.

Según, Mentor Poveda, MSEE (1999), citado por Celin Jorge & Rodríguez Marcos (2011), “Nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas”.

Si la energía medida en la subestación al inicio del alimentador primario se la denomina como “Energía Suministrada” (ES) igualmente, se denomina como “Energía Registrada” (ER) a la suma de energía facturada la destinada al alumbrado público y los consumos en instalaciones propias de las empresas.

“Pérdidas Totales” (E_{Ptot}) en energía resultan de la diferencia de la “Energía Suministrada” y la “Energía Registrada”, tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$E_{Ptot} = ES - ER$$

Dónde:

E_{Ptot} : Energía de pérdidas totales

ES : Energía suministrada

ER : Energía registrada

Las Pérdidas totales de energía; se estima globalmente a partir de los balances de energía efectuados en el sistema de distribución de energía eléctrica, y comprenden el conjunto de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, cuya magnitud será el dato de partida para la separación de las pérdidas en cualquier punto del sistema eléctrico.

La exactitud del balance de energía y por consiguiente del valor global de las pérdidas de energía, está determinada por la precisión de las medidas, simultaneidad y la periodicidad de las lecturas.

2.3.2.- ORIGEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El origen de las pérdidas de energía obedece a varios aspectos. Que pueden ser por causas externas (exógenas) o causas internas (endógenas).

2.3.2.1 CAUSAS EXTERNAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Socio-económicas:

- Pobreza en grandes segmentos de la población que propician asentamientos humanos (invasiones) en zonas no electrificadas, proclives al hurto de energía
- Manipulación irresponsable de las instalaciones eléctricas por parte de los usuarios
- Persistente morosidad que afecta a la economía de la empresa.

Legales:

- Leyes, normas y procedimientos que favorecen en alguna medida al infractor
- Dificultad para sancionar al usuario por vulneración del suministro del servicio y su resistencia en aceptar su responsabilidad.

Políticas:

- Decisiones políticas que muchas veces inciden en la falta de apoyo a los programas de reducción de pérdidas

2.3.2.2 CAUSAS INTERNAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA**Económico Financieras:**

- Falta de recursos financieros que no permite invertir lo suficiente en programas de reducción de pérdidas de energía
- No se priorizan los proyectos de reducción de pérdidas de energía a pesar de la buena relación Beneficio/Costo

Comerciales:

- Falta de optimización de procesos de comercialización: atención de nuevos suministros, facturación y cobranza
- Considerable rigidez en las políticas aplicadas para recuperar las deudas

Técnicas:

- Uso insuficiente equipos antihurto.
- Operación de transformadores, sobredimensionados y subdimensionados, que aumentan las pérdidas técnicas de energía.
- Alimentadores de media tensión con longitudes excesivas; situación agravada con la implementación de los programas de electrificación rural, se tiene una gran posibilidad de reducir las pérdidas técnicas, si se hace una adecuada reconfiguración de algunos alimentadores de media tensión.
- Desequilibrio de fases, la misma que se ve incrementada por cargas significativas atendidas con circuitos monofásicos.
- Considerable índice de falla de medidores electrónicos monofásicos.

Administrativas:

- Necesidad de mejorar la relación comunidad - empresa,
- Imagen de la empresa en niveles inapropiados
- Servicio deficiente o nulo en zonas no electrificadas
- Uso racional y poco responsable de la energía eléctrica.

2.3.3.- INFLUENCIA Y CONSECUENCIA DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La pérdida de energía eléctrica consiste en un problema que puede ser controlado sí la empresa distribuidora de energía así lo decide. Las influencias y consecuencias de las pérdidas de energía eléctrica que usualmente se tienen las exponemos a continuación.

A. En la Gestión Técnica-Económica de la Empresa

El valor de las pérdidas de energía es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la empresa, por lo cual; es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en todas las etapas de la distribución de energía hasta la entrega al usuario. Con esto se podrá establecer criterios y políticas que con lleve a un control permanente y a la reducción de estas. La falta de control de las pérdidas de energía tiene los siguientes efectos sobre la gestión empresarial:

- Produce cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones, lo que haría que la empresa realice fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.
- Origina una pérdida de ingresos por los consumos no facturados.

Como se sabe la demanda crece a un cierto nivel, así que para solucionar éste crecimiento se deben realizar inversiones las mismas que requieren recursos pero estos son escasos. Además, el problema de no ejecutar los proyectos y planes de reducción de pérdidas produce en el personal de la empresa un sentido de frustración que con el tiempo se traduce en indiferencia, facilitando así el degradamiento de los procedimientos y los controles que lleva a un fuerte deterioro de la operación dando lugar a:

- Desarrollo de un sentimiento generalizado de impotencia en los responsables de supervisión y control.
- Encubrimiento de acciones ilícitas por parte de los propios integrantes de la empresa ya sea por beneficio propio o de terceros perjudicando económicamente a la empresa.
- Aumento permanente en el hurto de la energía o realización de todo tipo de fraude para reducir ilícitamente los registros de consumo y por ende el valor de la facturación.

B. En el orden social y de la seguridad.

La crisis económica por la que actualmente atraviesa nuestro país, la deuda externa, la falta de inversión extranjera, falta de fuentes de trabajo son algunos factores que han llevado a que el incremento de las pérdidas de energía eléctrica este fuertemente relacionado con el empobrecimiento generalizado de los usuarios de ingresos medios y bajos.

Esto ha ocasionado que las personas pongan en práctica nuevos métodos para apropiarse en forma indebida de la energía eléctrica agrediendo de esta manera las redes de distribución e instalaciones que generalmente se

encuentran en la vía pública sin ninguna vigilancia y poco control por parte de la Empresa Eléctrica.

La apropiación indebida de la energía eléctrica motiva a que los usuarios que cumplen normalmente con sus obligaciones y pagos de sus consumos se vean incitados a realizar lo siguiente:

- Apropiarse en forma indebida y gratuita de la energía a fin de evadir los registros reales.
- A no pagar las facturas de energía motivo por el cual la empresa ordena el corte del servicio.
- Conectarse directamente de la red de distribución.

El apoderarse en forma ilegítima de la energía eléctrica por parte de algunos usuarios produce:

- Verdaderas agresiones sobre las instalaciones lo que conducen a un pronto deterioro de estas con serias consecuencias para la seguridad pública.
- En las horas de máxima demanda hace que estos usuarios no puedan usar ningún electrodoméstico. Debido a que el voltaje en estas zonas es menor al aceptable, con lo cual la utilización normal de los electrodomésticos es técnicamente peligrosa para la duración de estos.
- Estas se las realizan sin ninguna norma técnica, con uniones manuales, conductores inadecuados los mismos que atraviesan paredes, árboles, etc., hasta llegar a las viviendas.
- De igual forma el manejo inadecuado de medidores por personas no idóneas produce un deterioro prematuro, la acción en las borneras conllevan al recalentamiento de las mismas y por lo tanto a la inutilización del elemento

correspondiente lo que provoca cambios o reparaciones necesarias para normalizarlos.

C. En el orden de la ética y la moral.

El robo de energía eléctrica a través de conexiones directas sin registro en la empresa y la alteración de las mediciones para obtener registros fraudulentos, realizado en forma indiscriminada y con una alta impunidad producen efectos económicos negativos sobre los ingresos de las empresas lo cual constituye una fuerte incidencia sobre la moral y la ética de la población.

Esta acción ilegal no se lo tiene solo en los usuarios masivos sino también en las propias industrias y comercio donde la modalidad característica del ilícito consiste en la manipulación de los sistemas de medición, es decir; una intervención técnicamente más calificada, la degradación ética-moral es más injustificable dado que persigue fines de lucro, fomentando la competencia desleal y la evasión fiscal que repercute luego sobre toda la sociedad.

2.4.- CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Una de las principales preocupaciones de una empresa eléctrica debe ser la evaluación del nivel de pérdidas en su área de concesión, en todos los subsistemas y componentes: subtransmisión, redes de distribución primaria, transformadores, redes de distribución secundaria, alumbrado público y sistema de medición, de forma que se puedan definir y establecer los mecanismos necesarios para su reducción.

Las pérdidas de energía se clasifican en dos grupos plenamente definidos que son:

- Pérdidas técnicas
- Pérdidas no técnicas

2.4.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico son aquellas pérdidas inherentes a la red ya que dependen de las características mecánicas y eléctricas de los conductores por donde se transporta la electricidad así como aquellas que se presenta en los equipos de transformación y medición, pérdidas que vienen a constituir la energía que se disipa al medio ambiente y no puede ser aprovechada de ninguna manera.

2.4.1.1 CLASIFICACION DE LAS PÉRDIDAS TECNICAS

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez por el tipo del componente y según las causas que la origina.

A. Por el Tipo de Componente: Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:

❖ **Pérdidas por transporte:** producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primarias y secundarias.

❖ **Pérdidas por transformación:** se producen en los transformadores de AT/AT, AT/MT y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.

❖ **Pérdidas en las instalaciones de baja tensión:** producidas en las acometidas y en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

B. Por las Causas que la Origina.: Según el fenómeno físico que la origina las pérdidas técnicas de energía, se pueden agrupar en las siguientes:

- ❖ Pérdidas por efecto corona.
- ❖ Pérdidas por efecto joule.
- ❖ Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

2.4.1.2 Métodos de reducción

A continuación, se presentan diferentes métodos de reducción para las pérdidas técnicas.

Rotación de transformadores.

Los transformadores de distribución pueden hasta duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas (por las pérdidas en vacío) o muy altas (pérdidas combinadas de vacío y de carga).

La rotación de transformadores permite reubicar los transformadores subutilizados o sobre utilizados a fin de que trabajen dentro de la curva de eficiencia de transformadores.

Esta curva define que la eficiencia en un transformador es máxima cuando la utilización de su capacidad nominal está entre un 50% y 70%, esto es, que el transformador es menos eficiente si se carga a menos de la mitad de su capacidad o más allá del 70% de su capacidad nominal.

Para tal efecto se deberán realizar mediciones en los transformadores de distribución a fin de determinar el factor de utilización y proceder a rotarlos en caso de ser necesario. Si bien esto es correcto desde el punto de vista teórico, no se justifica en el aspecto económico; ya que se tendría que

realizar una inversión muy elevada en la adquisición de transformadores, a fin de determinar el factor de utilización y realizar la rotación de transformadores, para disminuir en menos del 1% las pérdidas en cada transformador.

Cambio de conductor.

Al realizar el cambio de conductor se varía la resistencia, de manera que se tendría una disminución de pérdidas por efecto joule con un aumento en el calibre del conductor. Antes de realizar dicho cambio se debe determinar si el conductor de la red está sobrecargado para ello se considera la energía que se consume en la red, calculando la corriente que se tiene para máxima demanda con lo cual se verifica si es mayor o no a la capacidad nominal del conductor de la red con el fin de realizar el cambio del conductor en caso de ser necesario o en su defecto transferir abonados a otro circuito para aliviar la carga o dividir ese circuito.

Se debe tener mucho cuidado al aplicar esta alternativa ya que la mayoría de las veces resulta más beneficioso (hablando en términos económicos) el no cambiar el conductor ya que la recuperación de energía es mínima comparada con la inversión la cual no se recuperaría de manera inmediata sino a largo plazo.

División de sectores.

A través de la división de sectores se busca localizar el centro de carga a fin de evitar distribuir la energía más allá de la distancia donde las pérdidas eléctricas se incrementan debido a la longitud recorrida por la corriente.

Para tal efecto se procede a realizar los levantamientos de los circuitos

secundarios y en cada poste se incluye la suma de los consumos promedios mensuales de los abonados conectados a dicho poste con ello se logra determinaren qué poste debe estar ubicado el transformador a fin de tener los consumos lo más equilibrado posible.

Estos métodos podemos complementar con las siguientes actividades:

- ❖ Optimización de los recursos en base a la utilización de equipos más eficientes y tecnologías de última generación.

- ❖ Análisis y evaluación del sistema eléctrico en tiempo real, soportados en programas informáticos de última generación.

- ❖ Utilización de programas informáticos, para optimizar los cambios y/o refuerzos del sistema, así como considerar de ser necesario la instalación de reguladores de voltaje, compensación de reactivos y la instalación de filtros de armónicas para la reducción de su incidencia en los sistemas de distribución de energía.

- ❖ Análisis de las curvas típicas de carga para la optimización de la capacidad de los diferentes bancos de transformación y líneas de subtransmisión y distribución.

- ❖ Análisis de los diferentes circuitos secundarios, para determinar e implementar circuitos óptimos que garanticen: calidad y continuidad de servicio y minimicen las pérdidas.

- ❖ Utilización de transformadores de distribución con mejor calidad

magnética asegurando de esta forma que las pérdidas en el núcleo sean mínimas. Esto debe ser analizado con detenimiento ya que los transformadores son máquinas muy eficientes y una inversión mayor en transformadores con mayor eficiencia no implica una disminución apreciable en las pérdidas, pero si un gran costo económico a ser asumido por la empresa.

❖ Asegurar el dimensionamiento del conductor del neutro del sistema de distribución pues en condiciones de armónicos se producirá calentamiento por el flujo de corrientes adicionales generando pérdidas por el efecto joule.

Estas pérdidas se deben a la energía consumida por los equipos relacionados a los procesos de generación, transmisión y distribución, la misma que no es facturada. Es un fiel reflejo del estado y la ingeniería de las instalaciones eléctricas, dependen básicamente, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento.

Su mayor concentración, es ocasionada por la transmisión de energía eléctrica por medio de conductores, transformadores y otros equipos del sistema de distribución (efecto Joule), así como por las ocasionadas en las líneas de transmisión por el efecto corona.

Estas pérdidas son el 4% del total de la compra de energía de los generadores.

2.4.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Se consideran pérdidas no técnicas a la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico de distribución y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas; Este tipo de pérdidas se presenta únicamente en un sistema de distribución, y es casi imposible que se presente en un sistema de transmisión y mucho menos en generación.

Las pérdidas no técnicas corresponden a energía utilizada por usuarios legales o ilegales que no se factura o que se factura parcialmente, estas pérdidas se originan por errores administrativos, errores de equipos de medición y por el entorno socio-económico bajo, que promueve la cultura de hurto. Generalmente las pérdidas no técnicas se producen en las etapas de suministrar, identificar, medir, facturar y cobrar, las que dan origen a pérdidas comerciales y pérdidas financieras, es decir no obedece a un normal proceso físico de transporte y suministro de energía, más bien debido a errores y deficiencias.

La revisión de las instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de las pérdidas no técnicas.

A. NATURALEZA Y ORIGEN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas son por naturaleza, pérdidas íntimamente vinculadas con la calidad de la gestión entre los clientes y la empresa, el origen de estas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al abonado y que a continuación se describen:

- **Alimentar.** - Esta etapa consiste en dar servicio al cliente las pérdidas no técnicas son originadas por las conexiones clandestinas (fraudes) y los clientes conectados sin medidor.
- **Identificar.** - Es decir se debe conocer los datos técnicos, administrativos

y comerciales característicos de cada cliente, pero en ciertos casos los datos del mismo son erróneos y no se encuentran bien identificados originándose con ellos pérdidas no técnicas, como por ejemplo error en la tarifa

- **Medir.** - El consumo de cada cliente debe ser registrado sin error, pero se pueden tener medidores en fraude, defectuosos, estimaciones de consumo erróneo etc., los cuales también originan pérdidas no técnicas.
- **Facturar.** - Con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo con el contrato establecido, pero por razones de datos erróneos, lentitud e irregularidad en la edición y cobro de la factura se originan estos tipos de pérdidas.
- **Cobrar.-** Se debería recaudar en el plazo más corto posible la suma debida por los clientes, aquí las pérdidas no técnicas tienen su origen en la falta de pago por parte del cliente.

B. Efectos de tener pérdidas de energía

Tener pérdidas de energía significa económicamente para las empresas distribuidoras:

- Menor disponibilidad de capacidad instalada
- Disminución de ingresos por los consumos no facturados.
- Mayor pago en la compra de energía debido al despilfarro de energía de quien no le cuesta.
- Mayor costo en el mantenimiento de redes de distribución.

Estas causas dan como consecuencia:

- Mayor pago por el transporte de la energía por el sistema de transmisión

nacional y el sistema de distribución local.

- Disminución de vida útil de la infraestructura eléctrica (redes o instalaciones) obligando a fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.
- Cobros no reales en la factura de los clientes.
- Menores planes de expansión y reposición.

Entre los principales factores que hacen que aumenten las pérdidas de energía en una Empresa Distribuidora se pueden citar:

- Aumento de las tarifas, lo que provoca el incremento de la sustracción de energía para de esta forma pagar menos;
- La situación económica del país;
- La vulnerabilidad de las redes para que los clientes se conecten directamente;
- La falta de inversión en comercialización;
- Compromisos ilícitos con personal de la empresa o de índole político
- Desorden administrativo en la empresa distribuidora.
- Falta de recursos financieros y humanos para implementar proyectos y programas de reducción.
- Falta de continuidad de los programas para asegurar resultados permanentes.
- Desplazamientos de estos programas dando mayor prioridad a los programas de inversión, ya que los anteriores reflejan menos beneficios visibles para las gestiones operativas a corto plazo.

2.4.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo a varios criterios partiendo del análisis de la naturaleza y origen de las pérdidas no técnicas se las puede clasificar de la siguiente manera:

A. Pérdidas Administrativas

Pérdidas por administración.

Las pérdidas administrativas se pueden dividir en tres clases:

En el Proceso de facturación; estas pérdidas se deben a la información incompleta y errada en la toma de lecturas del contador de los usuarios, si la energía que se entrega al usuario no se mide de forma precisa o si es mal registrada, su valor no será recaudado adecuadamente, la energía que se deja de cobrar o se cobra distinto a lo que efectivamente corresponde, representa una pérdida para la empresa.

En la Contabilización de energía; estas pérdidas se deben a la mala contabilización de la energía producto de la estimación de consumos a ciertos usuarios, como consecuencia de una mala lectura, que muchas veces no representa el consumo real, esto genera un consumo y cobro diferente a lo que corresponde, causando pérdida a la empresa.

En la Deficiencia de los registros de medidores en el Sistema Comercial; Si no existe un registro del medidor (medidor no consta en la base comercial Optimus NGC de la empresa), es imposible que el lector encuentre en su padrón un medidor instalado en campo y lo más seguro es que no se registre el consumo, originando una pérdida muy importante para la empresa.

Las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa distribuidora generalmente llevan a un incremento de las pérdidas no técnicas las mismas

que son un reflejo de:

- ❖ Organización y eficiencia empresarial
- ❖ Recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial
- ❖ Controles y seguimientos de los procesos administrativos y de gestión de la clientela.

El departamento de facturación contribuye directamente e indirectamente a la disminución de las pérdidas no técnicas de energía por lo cual se debería tomar acción para disminuirlas.

El fraude legal

Es un tipo de fraude de problema mayor, íntegramente administrativo y que tiende a generalizarse por la ineficacia de los controles de la empresa comercializadora del servicio. Consiste en un acuerdo entre un empleado de la empresa y el cliente para que periódicamente y mediante la manipulación del medidor se ajuste la lectura del mismo a un consumo preestablecido de forma que en el momento apagar permita la cancelación de un valor menor. La posibilidad de detectar este tipo de fraude es cuando se rompe el convenio entre el infractor y el empleado de la empresa. La rotación de lecturadores ayudaría al control de este tipo de fraude.

B. Pérdidas Accidentales

En estas pérdidas podemos mencionar dos tipos de pérdidas accidentales:

Pérdidas por Deficiencia o mal Funcionamiento del Medidor; esto se debe por desperfecto o descalibración del medidor, en este tipo de problemas las pérdidas pueden ser menores hasta importantes.

Pérdidas por el mal Conexionado del Medidor; Este tipo de anomalía se presenta cuando las líneas de alimentación y las líneas de carga no están conectadas correctamente al sistema de medición; es decir, el conexionado en el campo difiere del conexionado de diseño del sistema de medición, lo cual puede generar que se registren consumos menores a los realmente demandados por el suministro.

Ello puede producirse cuando las fases de un medidor, las secuencias de alimentación de la tensión, o la polaridad de los transformadores se encuentren invertidos. El supuesto más común es cuando las fases del medidor electrónico trifásico se encuentran invertidas.

C. Pérdidas Fraudulentas

Los equipos de medición (medidores) son aparatos en la que su principal función es registrar el consumo de energía eléctrica de un determinado usuario, pero este en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor de consumo siendo este un grave problema para la empresa por las grandes afectaciones financieras, económicas, políticas y sociales. Además estas pérdidas afectan a los agentes del sector eléctrico, a la futura expansión del sistema y a la calidad del servicio.

Pérdidas por fraude en los equipos de medición

La aplicación de la electricidad la que constituye el principal elemento del crecimiento y desarrollo de la sociedad, paralelamente a los usos incipientes de la electricidad para poder dar uso a los distintos aparatos y equipos eléctricos y así obtener una mejor forma de vida, pero hay que reconocer que la prestación de estos servicios cada vez es más caro y el aumento de las tarifas eléctricas hacen que personas incurran al delito así el robo de

energía se da entre otras razones por no ahorrar energía, procurar tener facturas más económicas y por falta de control y penalización de las empresas.

Así surgen los diferentes tipos de fraudes a nivel de los medidores y/o equipos de medición instalada a los clientes residenciales, comerciales, industriales y hasta en sectores públicos y privados de la región.

Borneras puenteadas

Consiste en la desviación de la corriente a través de un puente colocado en la parte inferior de la bornera la cual une la línea de corriente de entrada con la línea de la corriente de salida evitando de esta manera que la corriente circule por la bobina de corriente del medidor como se indica en la figura 11. Dependiendo del calibre del conductor (resistencia) con la que se realice el puente el medidor deja de registrar la energía real consumida por el usuario.

Figura 13: Puente en la Bornera del Medidor



**Puente en bornera
con cable solido
blanco**

Los daños más frecuentes por este tipo de fraudes son:

- Violación de los precintos de la tapa bornera
- Manipulación de los elementos de la bornera con riesgo a producir

corto circuito

- Borneras quemadas

Desconexión de las bobinas internas

Consiste en cortar el cable de alimentación de una o más bobinas de tensión del medidor. Los daños que producen este tipo de fraude son los siguientes:

- Violación de precintos de seguridad (tapa-medidor)
- Manipulación y corte del cableado interno.

Figura 14. Cable de Bobina Desconectado



Cojinetes apretados (Disco Frenado)

Consiste en manipular la base del cojinete inferior (doble zafiro), apretándolo un poco, lo que impide que el disco gire normalmente. El disco girará cuando haya una corriente apreciable. Por lo general se deja de registrar más del 45% del consumo real del usuario.

Los daños son los siguientes:

- Violación de precintos de seguridad (tapa-medidor).
- Manipulación de las partes internas del medidor.

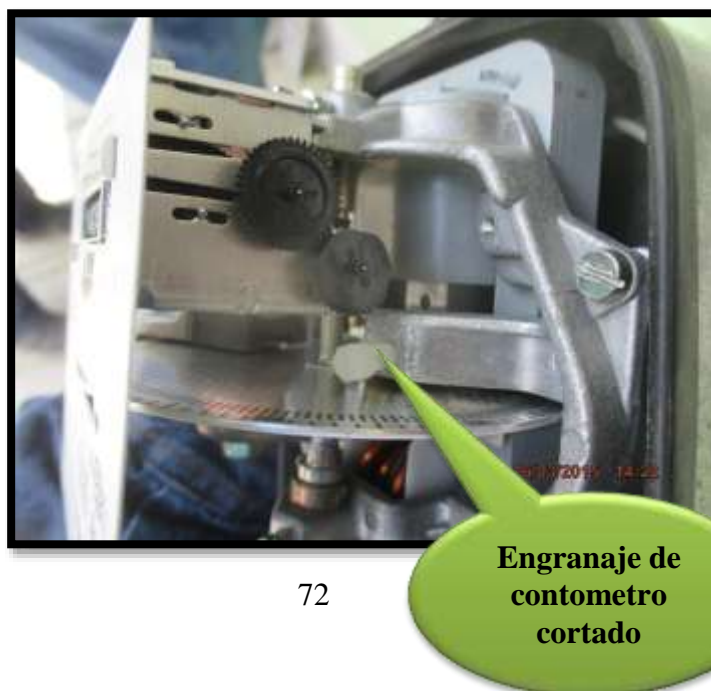
Figura 15. Disco Frenado



Engranaje integrado dañado

Es una versión mejorada del fraude anterior, pero si se quiere menos original por la poca delicadeza en su ejecución. Consiste en cortar una porción del engranaje más pequeño para de esta forma permitir por un lapso de tiempo que el engranaje mayor no trabaje y en consecuencia deje de arrastrar los números del integrador. Hasta que nuevamente hace contacto y se normaliza el funcionamiento de registro de carga. Se deja de facturar más del 50 % de la energía consumida.

Figura 16. Engranaje Cortado



D. Otros tipos de fraudes técnicos

Se trata de métodos más rudimentarios, como por ejemplo, perforación mínimo de la tapa del medidor para introducir alambres muy finos que impiden el funcionamiento normal del equipo, otros quitan la tapa del medidor y dejan caer pegamentos en los números del integrador para obtener el mismo resultado. En general este tipo de fraudes solo se practica en sectores de áreas marginales.

Los daños son los siguientes:

- Violación precintos de seguridad (tapa medidor)
- Manipulación de partes internas del medidor
- Rotura de componentes del medidor (engranaje de plástico)

Pérdidas por robo o hurto

El hurto de energía se puede definir como la interferencia intencional en la red de energía eléctrica, así como también a aquellos que alteran la acometida antes de llegar al medidor. Se puede clasificar de la siguiente manera:

Pérdidas por conexiones clandestinas

Las pérdidas de energía por conexiones clandestinas son aquellas que a pesar de tener equipo de medición se conectan directamente en la red o pican la acometida de tal forma que esta no sea visible, como se muestra en la figura 17, causando de esta manera pérdidas de la empresa ya que el medidor no registra el consumo real y por lo tanto la facturación no es real.

Figura 17. Conexiones Clandestinas



Pérdidas por conexiones ilegales

Son aquellas conexiones que se realizan a las redes de distribución sin el respectivo equipo de medición y sin la previa autorización de la empresa. En la mayoría de los casos, las conexiones se realizan sin los requerimientos técnicos de seguridad y protección (fusible o breakers) para la instalación eléctrica como se indica en la figura 18.

La experiencia con el problema de sustracción de energía en los barrios, indica que el mal continuara, a menos que la empresa inicie programas agresivos de prevención de la sustracción de energía.

Se puede considerar varias las causas que originan las conexiones irregulares las cuales son:

- Falta de apoyo financiero para inversiones en la ampliación de las redes de distribución.
- Sistemas de distribución altamente vulnerables, que permiten el fácil

acceso de terceros.

- Recursos humanos limitado para atender las pérdidas no técnicas de energía.
- Ausencia de un régimen legal claro que tipifique la sustracción de energía como delito
- Falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar la sustracción de energía
- Costumbres de grandes sectores de la población para hurtar energía practica que se convirtió en una modalidad generalizada.
- Dificultad para electrificar, motivado a que gran cantidad de barrios se establecen en terrenos privados e inestables y que aún no han sido apropiados.
- Hay casos en donde la baja capacidad de pago incide en que se conecten ilegalmente

Las conexiones ilegales no cumplen con ninguna norma técnica y se caracterizan por conexiones realizadas con conductores inadecuados y en ocasiones con alambres de púas colgando por árboles, paredes, techos, por el suelo y postes rudimentarios. Todo esto crea una verdadera maraña de cables en precarias condiciones provocando riesgo y peligro, a esto se añade que para ahorrar cable toman como punto de tierra las tuberías de agua de las viviendas pocas veces se conectan al cable neutro de la red de distribución.

Figura 18. Conexiones ilegales



E. Pérdidas no identificadas

Este tipo de pérdidas de energía consiste en aquellas conexiones que se realizan en las noches, así como también la adulteración de medidores dándoles una opción en la cual no se registra el verdadero consumo de energía. Todas estas anomalías son difíciles de detectar durante la inspección ya que estas se realizan durante el día razones por las cuales no pueden ser identificadas con facilidad.

2.4.2.2.- MÉTODOS DE REDUCCIÓN

En la presente sección se mencionarán algunos métodos de reducción de pérdidas no técnicas, los cuales son:

- Reingeniería de procesos para reducir las pérdidas debidas a los procesos administrativos.
- Revisión completa de los abonados ubicados en barrios o zonas no marginales, siguiendo rutas preestablecidas para evitar pérdidas por conexiones ilegales, fraude y conexiones clandestinas.

- Instalación de medidores en cajas antihurto con el objetivo de evitar que sean intervenidos.
- Colocación de sello de plástico, difícil de violar, numerado donde conste la sigla de la empresa sobre relieve para permitir un control inmediato sobre sus abonados.
- Instalación de conductores antihurto para evitar las conexiones clandestinas. Dicho conductor está compuesto por un alma de aluminio, una capa de aislante plástico que la rodea, una cubierta conductora de cobre que recubre a la primera capa aislante y otra capa aislante de plástico que se encuentra al exterior del conductor.
- Planes especiales de facilidad de pago de deudas acumuladas, condonación de deudas, etc.
- Asesorar en el uso racional de la energía a fin de lograr que el cliente una vez ingresado modere sus consumos, evitando así abonar abultadas facturas con las posibles consecuencias de suspensiones de servicios, avisos de corte, etc.

2.5.- BALANCE ENERGÉTICO

En todo sistema eléctrico se realiza una infinidad de transferencias de energía en un período de tiempo, estas transferencias se registran y se llevan a balances de energía cuyo propósito es determinar los datos más relevantes de la operación de un sistema en un determinado período.

Al igual que la contabilidad de una empresa cualquiera, el balance de energía debe contener información suficiente y su análisis debe indicar diferentes aspectos de la forma como se efectuó la operación, incluyendo el uso y comportamiento de sus principales subsistemas o componentes.

Todo balance debe cumplir dos condiciones:

Exactitud

Datos libres de errores de lectura, procesamiento, etc., y está determinada por la precisión de los instrumentos de medida.

Detalle

Información suficiente, esta puede variar dependiendo de la profundidad y necesidad del estudio, por lo tanto un balance de energía puede ser de 2 tipos balance global y balance detallado llamado también (subsistema).

La metodología de estimación utilizada para el cálculo y análisis del indicador de pérdidas de energía es en forma global. A partir de este dato se puede llevar a cabo un proceso de desagregación por etapas funcionales para estimar las pérdidas atribuibles en detalle.

La expresión para el valor de cálculo de las pérdidas no técnicas de energía es:

$$\mathbf{PNT = ES - ET - EF}$$

Dónde:

PNT = Pérdidas No técnicas

ES = Energía que ingresa al sistema de la empresa (suministrada).

ET = Pérdidas de energía técnicas

EF = Energía facturada

El balance total de energía tiene como criterio el análisis completo de la energía disponible en el sistema y por lo tanto sus pérdidas correspondientes.

2.6.- DIAGNÓSTICO INTEGRAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Son acciones que se realizan en base a registros y datos para determinar las causas que dan origen a un problema.

Las acciones específicas por realizar para la obtención del diagnóstico son:

- Acción de recopilación y obtención de información
- Acción de almacenamiento y procesamiento de datos
- Acción de análisis, evaluación y presentación de resultados

El diagnóstico integral de un sistema de distribución se realiza y se presenta a través de formatos, cuadros, tablas y gráficos.

2.7.- INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Indicadores son puntos de referencia, que brindan información cualitativa o cuantitativa, conformada por uno o varios datos, constituidos por percepciones, números, hechos, opiniones o medidas, que permiten seguir el desenvolvimiento de un proceso y su evaluación, y que deben guardar relación con el mismo.

El indicador de pérdidas de energía eléctrica en una empresa distribuidora resume las actividades operativas realizadas, inversiones y gastos realizados, con el fin de medir, controlar y analizar los procesos que ayuden a nivel gerencial a tomar decisiones acertadas, con el objetivo de cumplir estándares establecidos por el ente regulador.

La unidad de medida de pérdidas de energía es valorizada a través del porcentaje, el cual refleja cómo se van ejecutando las actividades inherentes a la reducción de pérdidas de energía eléctrica, para de esta manera evaluar, planificar y ejecutar proyectos que disminuyan el porcentaje de

pérdidas.

Para determinar el indicador de pérdidas¹, se realiza en base a parámetros y elementos del sistema eléctrico de potencia, que al final del balance energético el porcentaje de pérdidas está relacionado entre las Pérdidas Totales de Energía del sistema y la Energía Suministrada, como se indica en la ecuación.

$$\% = \frac{ET}{ES}$$

% = Indicador de Pérdidas

ET = Pérdidas totales de energía

ES = Energía suministrada

Según OLADE Organización Latinoamericana De Energía. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas, “Porcentaje de pérdidas es la relación entre las pérdidas de energía en un sistema o parte de éste y la energía disponible por éste o parte de él. Los porcentajes de pérdidas se aplican a transmisión, distribución, etc.”

Es conocido que la literatura técnica recomienda que el porcentaje de pérdidas debe ser inferior al 10%, sin embargo, el Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control y Reducción de Pérdidas Eléctricas, manifiesta que sea aun inferior, del orden de un 6% a un 8%; pero es importante precisar que el nivel de pérdidas es particular para cada sistema y depende

¹ El Indicador de Pérdidas de energía es un valor mensurable que nos permite medir la evolución de las pérdidas de energía y por ende la evolución de las gestiones ejecutadas para reducir el indicador de pérdidas de energía eléctrica.

de las características propias del sistema, costos, beneficios que se deriven de la reducción de pérdidas de energía.

CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO

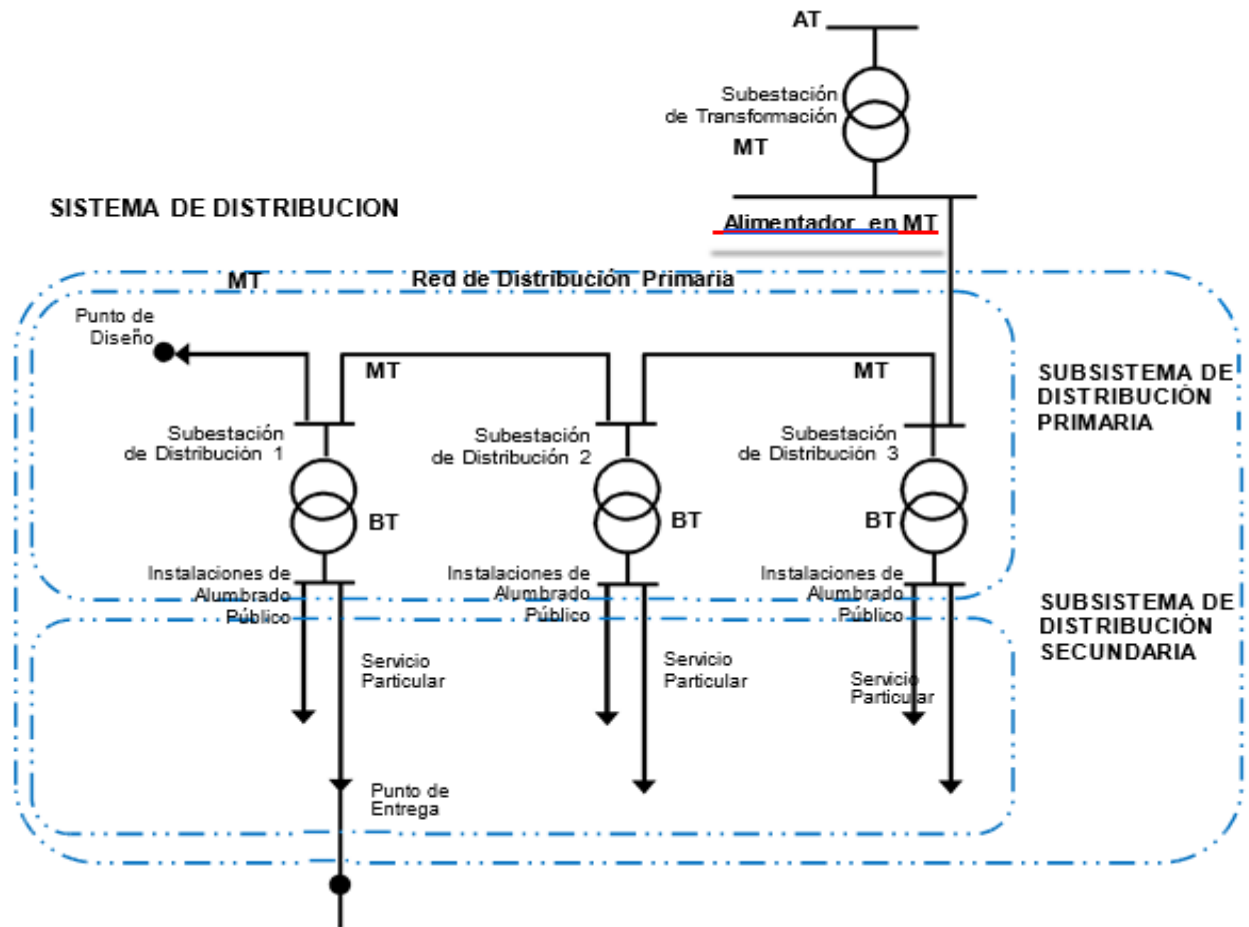
3.1 DISEÑO DE METODOLOGÍA

El diseño metodológico para utilizarse está destinado al subsistema de distribución, en la figura 19, se muestra el esquema básico de un subsistema de distribución, en donde el caso de estudio se encuentra desde el inicio del alimentador en media tensión hasta su entrega a la carga residencial, comercial e industrial.

En este sistema de estudio, los datos obtenidos serán procesados y analizados de diferentes maneras para así buscar la alternativa óptima para la reducción de pérdidas dentro del sistema de distribución.

El estudio permite utilizar una metodología basada en fundamentos teóricos y prácticos, las pérdidas evaluadas en un alimentador darán una guía clara de la situación en la que se encuentra la empresa distribuidora, estos resultados pueden variar de un alimentador a otro, debido a diferentes factores que se señalan en el análisis.

Figura 19. Subsistema de distribución



3.2 PROCEDIMIENTOS

3.2.1 SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR

La selección del alimentador es de suma importancia debido a que debe tener definidas sus fronteras para facilitar la realización de un balance global y el desarrollo del cálculo detallado de sus pérdidas en los componentes que lo conforman, para de esta manera lograr obtener los resultados precisos.

Para la selección del alimentador de estudio se necesita tener en cuenta factores que permitan evaluar una muestra y posibiliten dotar de recursos

para evaluar las pérdidas, para esto se pretende un análisis general y detallado de pérdidas técnicas y no técnicas, considerando lo siguiente:

- El alimentador a seleccionar debe tener un margen de confiabilidad y posibilidades en la recolección de datos para su procesamiento.
- El alimentador escogido es de tipo urbano con una variedad de consumos y estratos.
- Los datos pertenecientes de la subestación del sistema, con información referente a demanda entregada en las cabeceras de los alimentadores existen.
- Los datos de los clientes asociados al alimentador, están disponibles.

3.2.2 BALANCE TOTAL DE ENERGÍA

En todo sistema eléctrico existen variaciones de energía en un periodo de tiempo, por lo que es necesario realizar un balance de energía del alimentador en estudio, y así saber el comportamiento general. Un balance debe cumplir dos condiciones básicas que son exactitud y detalle, en lo que concierne a la exactitud debe estar libre de errores de lectura, procesamiento, etc. En un balance de energía está reflejada la precisión de los contadores de energía y de los equipos instalados para la medición de energía.

El balance total de energía tiene como criterio el análisis completo de la energía disponible. Las lecturas de los contadores de energía que forman parte del balance deberían tomarse en forma simultánea, pero debido a que es imposible la simultaneidad con los métodos manuales actualmente

utilizados, es necesario compensar esta imprecisión de los balances sobre periodos cortos de tiempo aumentando los períodos de tiempo lo más posible (un año).

De la energía que ingresa al sistema y la energía registrada se determinan las pérdidas energéticas de la empresa distribuidora.

$$E_S = E_R + E_{P_{tot}}$$

DONDE:

E_S : Energía que ingresa al sistema de la empresa (suministrada).

E_R : Energía que la empresa distribuidora registra (facturada).

$E_{P_{tot}}$: Energía de pérdidas totales (técnicas y no técnicas).

Estas últimas pueden ser indicadas en porcentaje relacionado a la energía que ingresa al sistema. Resulta que las pérdidas totales son la diferencia entre la energía que ingresa el sistema y la energía registrada por la empresa distribuidora.

$$\% E_{P_{tot}} = \frac{E_S - E_R}{E_S} \times 100$$

3.2.3 ESTIMACION DE LA DEMANDA

La demanda es la carga en una instalación eléctrica, medida en kW, kVA, A, kVAR, etc., promediada en un intervalo de tiempo dado, llamado “Intervalo De Demanda”. Este intervalo de tiempo es de 15 a 60 minutos, dependiendo de su aplicación. En general las empresas eléctricas utilizan un intervalo de tiempo de 15 minutos para las compras al sistema nacional, para facturar a sus clientes y para los registros en subestaciones; por tanto, el único intervalo admisible para mediciones intermedias es de 15 minutos.

3.2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS

Dentro de la clasificación de las cargas que se encuentran dentro de un sistema, se tiene lo siguiente:

- Doméstico
- Comercial (BT)
- Industrial
- Otro (AP)

La clasificación se realiza con los consumos existentes y entregados por el área comercial de la empresa, estos consumos se encuentran en diferentes categorías como se puede ver a continuación:

- Mínimo hasta 30 kWh
- De 31 a 100 kWh
- De 101 a 150 kWh
- De 151 a 300 kWh
- De 301 a 500 kWh
- De 501 a 750 kWh
- De 751 a 1 000 kWh
- Exceso de 1 000 kWh

3.2.5 ESTIMACION DE ENERGÍA SUMINISTRADA

La energía suministrada tomada para el estudio es en la cabecera del alimentador, cuya información es tomada por los registradores digitales, los cuales capturan lecturas en intervalos de 15 minutos durante todo el día y durante todo el año de corrientes, tensión, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y energía, con lo que se establece mediante la

utilización de una hoja electrónica y el manejo adecuado de datos la determinación de demanda máxima y mínima de un alimentador (que puede ser diaria, semanal, mensual o anual).

Para la determinación de la energía suministrada en el alimentador primario es necesario un procedimiento:

- 1) Verificar que el medidor instalado en la cabecera del alimentador es un medidor electrónico digital, lo cual facilitará la adquisición de datos.
- 2) Recopilar los datos del medidor de energía; que para el caso de estudio, serán desde el mes de enero a diciembre del 2018.
- 3) Se ingresan los datos obtenidos en una hoja electrónica MS Excel, con lo que se obtienen datos de demanda máxima, demanda mínima, promedio, así como el valor de energía consumida para el balance general.

Todas estas mediciones son realizadas por un contador electrónico digital con bajo nivel de error, que indica un nivel de confiabilidad de la información y permitirá obtener resultados precisos.

3.2.6 CÁLCULO DE ENERGÍA FACTURADA

La energía facturada por la empresa distribuidora de los consumos de los clientes registrados se obtiene con el siguiente procedimiento:

- 1) Lectura de los consumos de energía de los clientes, realizado por personal de la empresa eléctrica, organizado por rutas de lectura, verifica la información que posee la empresa acerca de la ubicación de los medidores de energía, los consumos recogidos por el lector son de medidor en medidor, según la ruta, en kWh. Lectura que representa la energía registrada por el tiempo de consumo

que aproximadamente es de un mes. Estas lecturas son recogidas en un listado que después es ingresado al sistema de gestión comercial de la distribuidora denominada Optimus NGC.

- 2) La empresa con la información del cliente, respecto a su localización sea urbana o rural, realiza una clasificación del usuario por tarifa y al usuario se le relaciona a una categoría, correspondiente a los consumos de energía.
- 3) Se presenta el valor de la recaudación de la energía consumida por el usuario, mediante facturas de pago donde se encuentran detalladas los rubros de energía consumida, esta energía facturada es la registrada por la empresa distribuidora.

3.3 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

El cálculo de pérdidas técnicas de un alimentador viene dado por los fenómenos físicos producidos en los componentes del sistema, los que son evaluados por métodos de cálculo en cada componente, será necesaria la realización de flujos de potencia, datos de catálogos de los fabricantes de los equipos involucrados y métodos estadísticos que permita visualizar el desarrollo del comportamiento del sistema.

El cálculo tanto de pérdidas de energía como de potencia es complejo por diversas circunstancias como:

- La variedad de información que se maneja

- Los elementos en gran cantidad que intervienen en los sistemas
- La gran variedad de diversos consumos a lo largo del sistema

Para mejorar el cálculo se necesita asegurar la calidad y cantidad de información.

Debido a la gran cantidad de elementos que se encuentran conformando el sistema de distribución es necesaria la reducción de los tiempos y costos que intervienen mediante una metodología apropiada.

La metodología en la evaluación de pérdidas técnicas permite contar con la situación física que atraviesa el sistema, un estudio de pérdidas técnicas en un alimentador comprende los siguientes aspectos:

- Pérdidas en líneas en media tensión (Red MT)
- Pérdidas en transformadores de distribución MT/BT (SED)
- Pérdidas en líneas en baja tensión (Red BT)
- Pérdidas en otros componentes (acometidas, alumbrado público y contadores)

3.4 METODOS DE ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

La precisión de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia y energía depende principalmente de:

- La calidad y cantidad de información utilizada.
- El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible.

La solución del problema en general requiere de utilización de un computador, dado el volumen de información que se debe procesar y el gran número de ecuaciones a resolver. Sin embargo, una estimación preliminar se puede efectuar por medio de métodos manuales.

La estimación de pérdidas técnicas de energía en distribución utiliza alguna de los siguientes métodos de acuerdo con la información disponible:

- Método a través de redes equivalentes de media y baja tensión y datos de mediciones de demanda en puntos estratégicos de los sistemas de distribución. Procedimiento utilizado por el organismo regulador de Brasil (ANEEL).
- Método de caída de tensión que consiste en realizar mediciones puntuales: Potencia y Tensión en el origen de la red y tensiones en nodos finales de carga en horas de máxima demanda.
- Método de flujo de carga, que permite conocer las pérdidas de energía en detalle en cada parte de la red eléctrica, sólo requiere las mediciones en el origen del sistema y consumos de energía de las cargas.

3.4.1 METODO D E ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS POR FLUJO DE CARGA

Dado que se cuenta con gran cantidad de información de topología de redes, características técnicas de las instalaciones la estimación de pérdidas técnicas se realizará el método de flujo de carga.

El flujo de carga es un método ampliamente utilizado en el análisis de sistemas eléctricos, para su empleo se debe disponer de la siguiente información:

- Diagrama unifilar del sistema
- Parámetros eléctricos del sistema
- Características de los diferentes barrajes del sistema (distribución en MT, transformación, distribución en BT, Carga, etc.)
- Valores de demanda (activa, reactiva) en cada punto del sistema.

Los resultados del proceso iterativo del flujo de carga nos darán a conocer valores de corriente, tensión y la componente de pérdidas del sistema eléctrico, la validez de los resultados dependerá íntegramente de la calidad de información que se ingrese.

Para realizar la estimación de pérdidas técnicas de energía, es conveniente realizar el proceso mediante la separación del sistema por niveles de tensión, esto con el objetivo de tener una mejor representación de las redes en los programas de flujo de carga, y tener una mejor administración de la información.

La separación se realizó en cuatro sistemas, según el CNE se tiene.

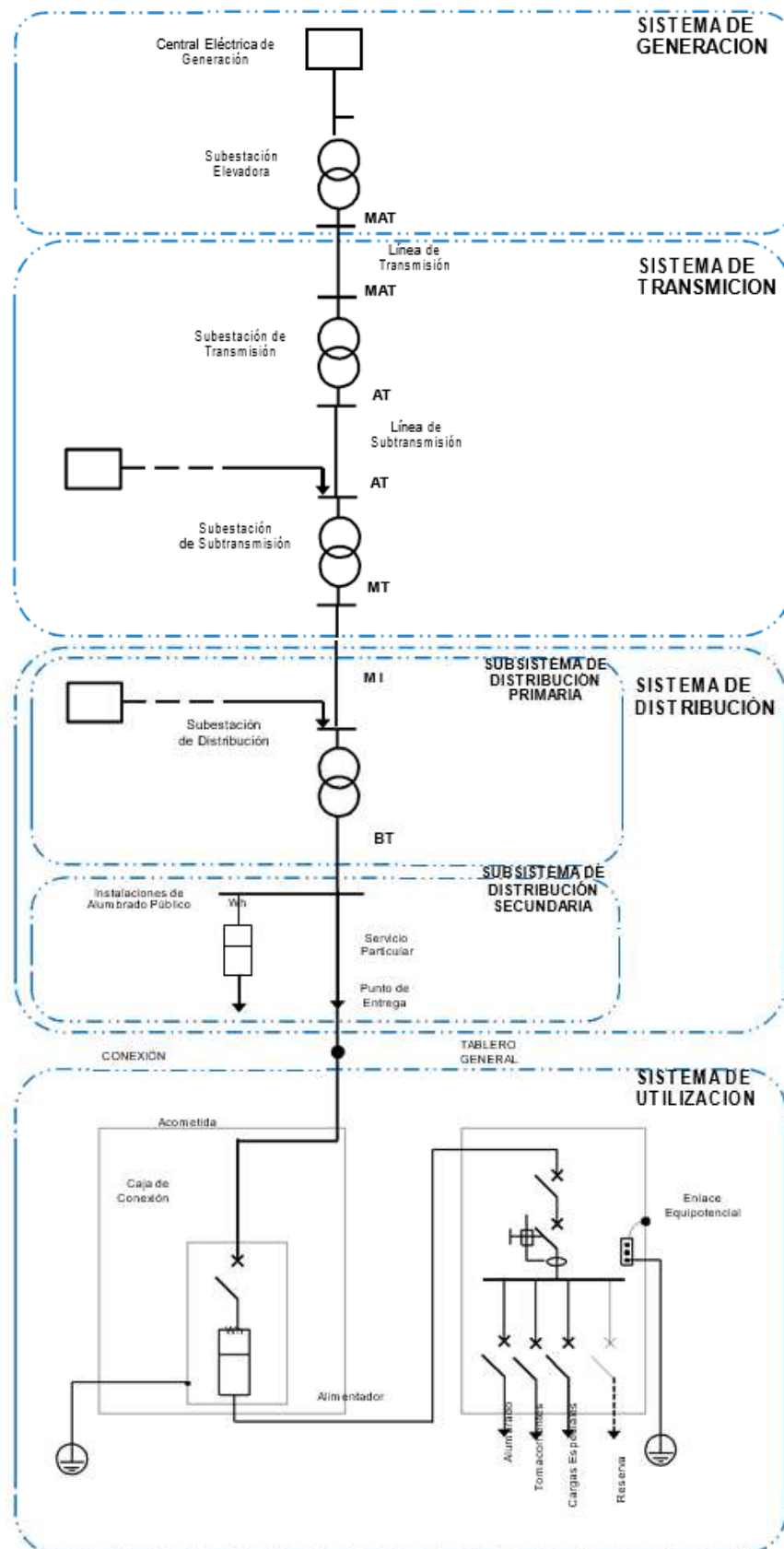


Figura 20. División por niveles de tensión.

En el presente estudio la estimación de pérdidas técnicas será aplicada en el sistema de distribución; que a su vez comprende el sistema en media tensión (MT) y el sistema de baja tensión (BT).

- **Sistema de media tensión (MT)**

Comprende desde la salida de los transformadores de AT/MT, vale decir la salida de cada uno de los alimentadores, así como los transformadores de MT/BT, y los respectivos equipos que conforman esta parte del sistema.

- **Sistema de baja tensión (BT)**

Comprende las redes desde la salida de los transformadores (MT/BT), hasta llegar a los usuarios finales, incluyendo los medidores y acometidas que llegan a cada uno de los clientes.

3.5 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Los sistemas de distribución en entorno GIS, podemos representar de la siguiente forma:

- a) Líneas (MT y BT).
- b) Nodos (postes).
- c) Cargas (transformador MT/BT y suministros BT).

3.5.1 MÉTODOS DE FLUJOS DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

Entre los métodos más conocidos tenemos:

- a) Método escalera.
- b) Método suma de corrientes.
- c) Método suma de potencias.

Considerando un sistema eléctrico simplificado a un alimentador con 3 nodos, 2 tramos, 2 cargas y una fuente como se muestra en la Figura 21.

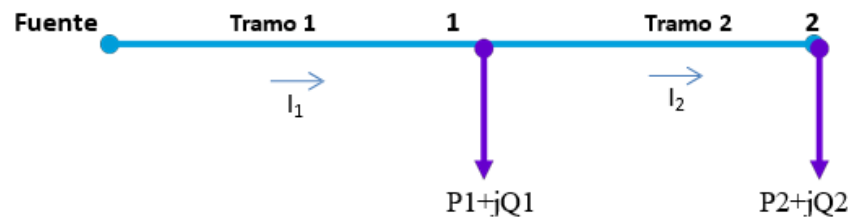


Figura 21. Diagrama simplificado de un sistema eléctrico de distribución radial

Este método es similar al método de caída de tensión tradicional que conocemos para redes radiales donde se conoce la tensión en la fuente (barras de salida).

En cada uno de los nodos inicialmente se asumen las tensiones equivalentes o muy cercanas a 1,0 en p.u.

Calculando las corrientes en tramos 1 y 2:

$$I_{2(k)} = \left(\frac{S_2}{V_{2(k)}} \right)^* \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$I_{1(k)} = \left(\frac{S_1}{V_{1(k)}} \right)^* + I_{2(k)} \quad \dots\dots\dots (2)$$

Calculando las tensiones de nodos aguas abajo:

$$V_{1(k+1)} = V_s - Z_1 * I_{1(k)} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$V_{2(k+1)} = V_{1(k+1)} - Z_2 * I_{2(k)} \quad \dots\dots\dots (4)$$

Comparando las tensiones de la iteración actual de los nodos contra los valores de la iteración anterior:

$$\left| V_{i(k+1)} - V_{i(k)} \right| \leq \varepsilon$$

¿Se cumple?

Si: Culmina el cálculo de flujo de carga reportando los valores obtenidos en la última iteración.

No: La diferencia de tensiones se suma a cada uno de los nodos e inicia con la siguiente iteración.

Dónde: ε es la tolerancia de error aceptable para que converjan las ecuaciones del sistema

3.5.2 INFORMACIÓN BÁSICA REQUERIDA PARA EL ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA Y PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA

Para calcular las pérdidas técnicas de potencia y energía se requiere la siguiente información:

Líneas de Media Tensión (Red MT)

- Conductores (tipo, calibre, fase, disposición)
- Datos de cargas (demanda máxima en transformadores)
- Datos de medición en salida (Dmax y V).
- Factor de carga.
- Factor de simultaneidad de las cargas.

Transformadores MT/BT (SED)

- Pérdidas de potencia en el cobre (c.c.)
- Pérdidas de potencia en vacío (sin carga)
- Demanda máxima.

- Factor de carga.
- Factor de utilización

Líneas de Baja Tensión (Red BT)

- Conductores (tipo, calibre, fases, disposición).
- Datos de medición en salida (D_{max} y V).
- Datos de cargas (kWh y/o kW del suministro).
- Factor de carga.
- Factor de contribución a la punta (definido por la tarifa y sector típico)
o Factor de simultaneidad.

3.6 ESTIMACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA

El cálculo de la resistencia, reactancia y las variables de operación en las líneas son ampliamente conocidas por cuanto no hay necesidad de mostrarlos. Así que nos ocuparemos de la estimación de la demanda máxima en suministros BT y transformadores lado MT.

• Estimación de Demanda Máxima en Cargas BT

Las mediciones resultan muy costosas en cargas BT.

Asimismo, para el análisis de pérdidas no resultan prácticas las demandas horarias o diarias, así que acudimos a información mensual.

- Si el cliente cuenta con medidor de máxima demanda el problema está resuelto simplemente se toma este valor del sistema de información comercial.
- Si el cliente solamente cuenta con medidor de energía se toma el consumo en kWh registrados en el mes y se divide entre las horas de utilización de

acuerdo al sector típico o tipo de carga (horas de utilización sector típico 2 igual a 320hrs, sector típico 3 igual a 300hrs y sector típico 4 igual a 275hrs). Igualmente es posible contar con horas de utilización o factor de carga de acuerdo con el tipo de carga residencial, comercial o industrial.

- **Estimación de Demanda Máxima en transformadores MT/BT (lado MT)**

La demanda máxima del sistema de distribución de BT se obtiene mediante mediciones a la salida de la subestación, así como la tensión.

La demanda máxima en el lado MT es igual a la demanda máxima BT más pérdidas de potencia en el transformador.

Sea el transformador de distribución MT/BT que se muestra en la Figura 22.

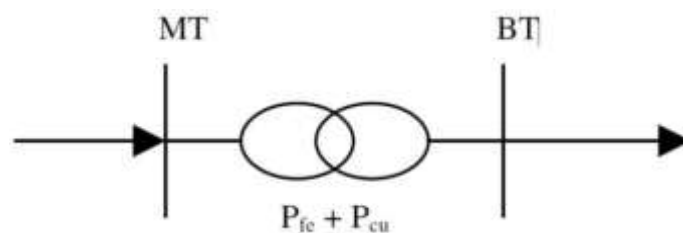


Figura 22. Representación de un transformador de distribución

Los fabricantes proporcionan como datos de placa las pérdidas de potencia en vacío (P_{fe}) y en el cobre (P_{cu}); si no se tuviera esta información realizar mediciones en vacío y corto- circuito para obtener esta información.

Como quiera que en nuestras instalaciones existen transformadores de distintas marcas y tiempo de usos diversos se generaliza expresando las pérdidas en % referido a la capacidad nominal del transformador.

Sean:

P_{NT} = Potencia nominal del transformador.

P_{fe} = Pérdidas en el Fe (kW).

P_{cu} = Pérdidas en el Cu (kW) a potencia nominal.

P_{MT} = Potencia lado MT del transformador.

P_{BT} = Potencia lado BT del transformador (carga).

R = Resistencia en el Cu.

I_N = Corriente nominal.

I_{BT} = Corriente de la carga PBT.

Como:
$$P_{cu} = R * I_N^2 \quad \dots\dots\dots (5)$$

Las pérdidas en el Cu con carga PBT por efecto joule son:

$$P_{cuBT} = R * I_{BT}^2 \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$I_{BT} = \alpha * I_N \quad \dots\dots\dots (7)$$

Reemplazando (7) en (6):

$$P_{cuBT} = R * (\alpha * I_N)^2 \quad \dots\dots\dots (8)$$

Ordenando adecuadamente:

$$P_{cuBT} = \alpha^2 * (R * I_N^2) \quad \dots\dots\dots (9)$$

Reemplazando (5) en (9):

$$P_{cuBT} = \alpha^2 * P_{cu} \quad \dots\dots\dots (10)$$

$$\text{Siendo : } \alpha = \frac{P_{BT}}{P_{NT}} \quad \dots\dots\dots (11)$$

Si: PBT es la demanda máxima entonces (11) viene a ser el factor de utilización. Finalmente, la demanda en el lado MT del transformador será igual a:

$$P_{MT} = P_{BT} + P_{fe} + P_{cuBT} \dots\dots\dots (12)$$

Este último se utiliza como potencia de carga para el análisis de flujo de carga en MT.

3.7 CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA

La estimación de pérdidas de energía se realiza a partir de las pérdidas de potencia (en condiciones de demanda máxima) y el factor de pérdidas.

Por lo general se cuenta con información de demandas horarias, el mismo que nos permite conocer el factor de pérdidas como sigue:

$$f_L = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N \left(\frac{P_i}{P_{max}} \right)^2 \dots\dots\dots (13)$$

Donde : $f_L \rightarrow$ Factor de pérdidas.
 $P_i \rightarrow$ Demanda promedio en el intervalo i .
 $P_{max} \rightarrow$ Demanda máxima en el periodo T .

El cálculo del factor de pérdidas depende de cada sistema en particular. Una primera aproximación de su valor se puede estimar a partir del factor de carga. Se puede demostrar que:

$$f_c^2 < F_L < f_c \dots\dots\dots (14)$$

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga desarrollado por Bullery Woodrow es:

$$F_L = X * f_c + (1 - X) * f_c^2 \dots\dots\dots (15)$$

Donde la variable $X \in 1$ depende de las características de cada sistema.
En el caso de sistemas de distribución como el nuestro el valor promedio de $X=0,2$.

Consecuentemente las pérdidas de energía por efecto joule es equivalente a:

$$L = F_L * P_L^{\max} * T \dots\dots\dots (16)$$

Donde : $P_L^{\max} \rightarrow$ Pérdidas de potencias en condiciones de máxima demanda.

A continuación, como se estima las pérdidas de energía en los sistemas de distribución:

1. Pérdidas de energía en líneas MT:

$$L_{\text{lineaMT}} = F_L * P_{\text{lineaMT}}^{\max} * T \dots\dots\dots (17)$$

2. Pérdidas de energía en transformadores MT/BT:

$$L_{\text{Trafo}} = P_{fe} * T + F_L * P_{cuBT}^{\max} * T \dots\dots\dots (18)$$

3. Pérdidas de energía en líneas BT:

$$L_{\text{lineaBT}} = F_L * P_{\text{lineaBT}}^{\max} * T \dots\dots\dots (19)$$

Finalmente, las pérdidas de energía en un sistema de distribución son igual a:

$$L_{\text{Distribución}} = L_{\text{lineaMT}} + L_{\text{Trafo}} + L_{\text{lineaBT}} \dots\dots\dots (20)$$

A continuación, algunas recomendaciones respecto a los niveles óptimos de pérdidas de energía en sistemas de distribución.

- | | |
|--------------------------|----------|
| 1. Líneas MT | = 0,41%. |
| 2. Transformadores MT/BT | = 2,49% |
| 3. Líneas BT | = 0,82%. |

Estos indicadores se han tomado de los estudios realizados por organismos internacionales como es OLADE y otros.

3.8 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía. En efecto, esta energía es utilizada por algún usuario para alguna actividad, el mismo que puede estar registrado o no en la empresa de distribución, la misma que es la encargada de distribuir la energía eléctrica, y por ello no recibe ninguna retribución por la prestación del servicio, ocasionándole así una pérdida económica.

Las pérdidas no técnicas corresponden a la energía que no se factura.

Las inspecciones de las conexiones a los usuarios constituyen la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de las pérdidas no técnicas, la evaluación y localización de las pérdidas no técnicas involucran técnicas de muestreo estadístico y extrapolación de resultados.

3.8.1 CAPSULAS DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

- Adulteración del medidor y/o conexiones de transformadores de medida, así como hurto de energía, en los sistemas de utilización y distribución.

- Conexiones clandestinas, principalmente en zonas periféricas, límites de las zonas electrificadas con las zonas no electrificadas
- Fallas en los medidores, siendo la más preocupante la que se presenta en la falla del display de los medidores electrónicos, por cuanto se pierde la información.
- Estimaciones de consumo en medidores interiores.
- Lecturas mal reportadas.
- Medidores no registrados en el sistema comercial.

3.8.2 ESTIMACION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La estimación de las pérdidas no técnicas requiere la contabilización de toda la energía distribuida por el alimentador primario, además de una evaluación precisa de sus pérdidas técnicas.

Considerando los balances de energía por alimentadores que muestran las pérdidas totales de energía; Las pérdidas no técnicas se calcularán restando las pérdidas técnicas de las pérdidas totales.

Siguiendo la siguiente expresión:

$$E_D = E_F + P_{ED}$$

E_D : Energía distribuida

E_F : Energía facturada

P_{ED} : Pérdidas en distribución

$$P_{ED} = P_T + P_{NT}$$

P_T : Pérdidas técnicas.

P_{NT} : Pérdidas no técnicas.

3.9 DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS

3.9.1 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- Observación.
- Análisis de registros estadísticos (base datos históricos).

3.9.2 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- Guías de observación
- Guía de análisis de documentos

3.10 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS

Para medir y registrar los consumos de energía eléctrica de los usuarios o alumbrados públicos, se requiere de un equipo de medida, que para nuestro caso se utilizaron los siguientes equipos:

- Medidores de los usuarios
- Medidores de alumbrado público
- Medidores totalizadores de las SED.

3.11 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

3.11.1 ENFOQUE CUANTITATIVO

Para el presente caso nuestro universo de datos considero las mediciones de energía de 12 meses, correspondientes al año 2018 del total de alimentadores, cuya finalidad de su tratamiento fue establecer los valores

de pérdidas totales en distribución, su evolución y tendencias según los períodos de tiempo establecidos en el estudio.

3.11.2 PROCEDIMIENTOS

Los procedimientos utilizados de acuerdo con el subsistema objeto de análisis son:

Sistema de Distribución MT:

Se realizó en los alimentadores, el análisis de pérdidas técnicas mediante el método de flujo de potencia, ya que representa para el servicio eléctrico de la región Piura el más importante por la cantidad de energía y potencia que transportan, así como el número de clientes que atiende.

Sistema de Distribución BT:

Se realizó el análisis de pérdidas técnicas mediante el método de flujo de potencia, a todas las subestaciones de distribución pertenecientes a la región Piura lo que significo realizar el cálculo y flujo a 437 SEDs, que atienden una demanda de 8,788 MWh y 109,538 clientes.

Pérdidas Comerciales o No Técnicas:

Considerando los balances de energía por alimentadores que muestran las pérdidas totales de energía; se calcularán las pérdidas comerciales restando las pérdidas técnicas de las pérdidas totales.

3.11 HIPOTESIS

Mediante la ejecución de un programa de reducción y control de pérdidas, se logrará reducir los niveles de pérdidas de energía eléctrica, en las unidades de negocios de la empresa Electronoroeste S.A., permitiendo mejorar su productividad y a la vez mantener los niveles estándares reconocidos por OSINERGMIN.

CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA

4.1. DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA

4.1.1. DIAGNÓSTICO DEL CONTROL DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA

A continuación, se presenta un informe general de los índices de pérdidas de la empresa en los últimos 06 años, dicho diagnóstico únicamente nos da una pauta de cómo se encuentra a nivel general.

En el siguiente cuadro se puede apreciar los niveles de Pérdidas de energía:

Tabla 12: Evolución de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas

Porcentaje (%)

Pérdidas de Energía	Real2013	Real2014	Real2015	Real2016	Real2017	Real2018
Técnicas	4.39%	4.46%	4.53%	4.44%	4.46%	4.65%
No Técnicas	5.16%	5.23%	5.32%	5.22%	5.24%	5.46%
Total Empresa	9.55%	9.69%	9.84%	9.66%	9.70%	10.11%

Volumen (MWh)

Pérdidas de Energía	Real2013	Real2014	Real2015	Real2016	Real2017	Real2018
Técnicas	35,791	38,309	41,069	46,816	52,257	57,368
No Técnicas	42,036	44,994	48,236	54,986	61,376	67,378
Total Empresa	77,827	83,303	89,305	101,802	113,633	124,746

En Tabla 13 se muestran los porcentajes de pérdidas de energía en distribución (MT+ BT) alcanzados en el 2018. Estos valores incluyen tanto las pérdidas técnicas como no técnicas (comerciales).

Tabla 13. Porcentajes de pérdidas de energía en distribución

Unidad de Negocio	Años 2013 - 2018					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Piura	10.11%	10.05%	10.47%	9.75%	9.79%	9.47%
Tumbes	10.87%	11.50%	11.57%	12.45%	12.65%	12.62%
Talara	10.99%	10.57%	10.68%	11.18%	10.88%	11.92%
Alto Piura	15.85%	16.13%	14.09%	12.34%	13.51%	14.30%
Sullana	11.61%	11.33%	10.04%	10.79%	10.04%	11.17%
Paita	4.05%	4.63%	5.29%	4.65%	5.25%	5.71%
Bajo Piura	11.68%	9.12%	13.51%	11.93%	12.40%	13.03%
Electronoroeste S	9.55%	9.69%	9.84%	9.66%	9.70%	10.11%
(*) a Noviembre						

4.1.2. JUSTIFICACIÓN FINANCIERA DEL PROGRAMA SISTEMATICO PARA REDUCCION DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA

Las Pérdidas Energéticas pueden aumentar de una manera incontrolable en tan poco tiempo debido a que sin una oportuna programación de actividades no se pueden contrarrestar de una manera permanente.

Por ello es necesario identificar las actividades que se deben realizar, y analizar el costo de éstas, a un tiempo bastante prudente.

La situación actual nos lleva a obtener pérdidas de dinero en la comercialización de energía debido al tiempo sin planes para solucionar dichas falencias.

En la Tabla 14 se muestra la evolución de las Pérdidas Totales (Técnicas y No Técnicas o Comerciales), siendo que el porcentaje de pérdidas comerciales acumuladas a diciembre del año 2018 es mayor con respecto al obtenido al cierre del 2017; con este cuadro se analizara qué tan importante y cuanta falta se hace aplicar un Plan Operativo de Actividades para Reducción de Pérdidas en Electro Noroeste (ENOSA).

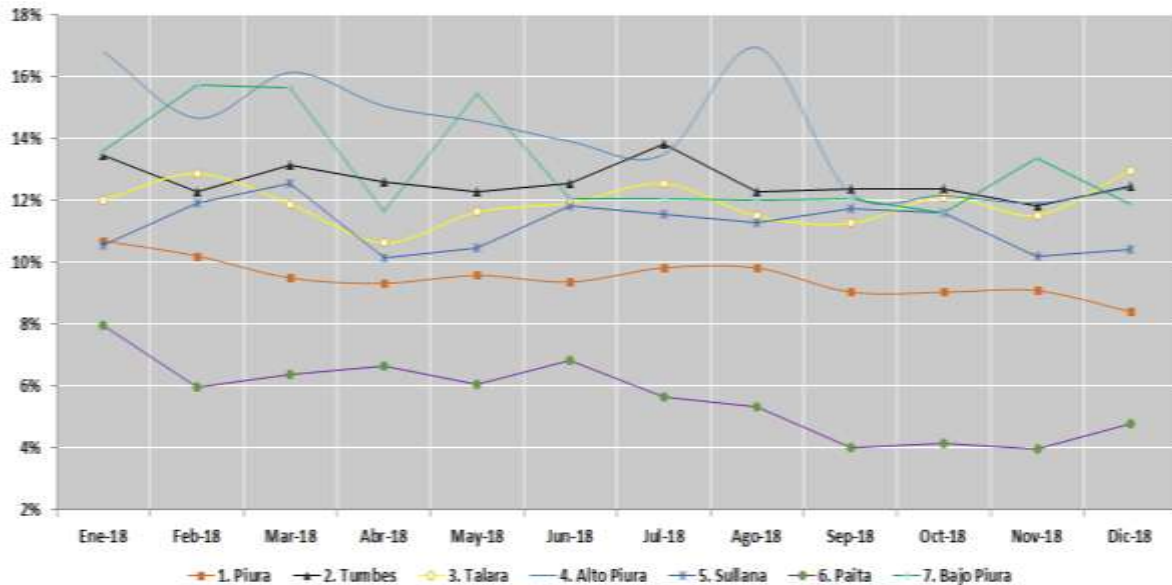
Tabla 14. Perdidas en soles

Valorización (Miles S/.)

Pérdidas de Energía	Real2013	Real2014	Real2015	Real2016	Real2017	Real2018
Técnicas	S/. 6,442	S/. 6,896	S/. 7,393	S/. 8,427	S/. 9,406	S/. 10,326
No Técnicas	S/. 7,566	S/. 8,099	S/. 8,682	S/. 9,897	S/. 11,048	S/. 12,128
Total Empresa	S/. 14,009	S/. 14,995	S/. 16,075	S/. 18,324	S/. 20,454	S/. 22,454

(*) a Diciembre

Figura 23. Estadística de Porcentaje de Pérdidas Mensuales



4.1.3.- PERSONAL DE CONTROL DE PÉRDIDAS

En Electronoroeste actualmente el personal es seleccionado de acuerdo a la necesidad de la actividad, si es el caso y se necesita un eléctrico, éste se contrata dependiendo de la exigencia del momento y se escoge el mejor perfil, no técnico, sino económico; de ésta manera afectando directamente el balance energético, pero no la economía de la empresa.

Dada ésta situación, se ofrece un programa correctivo, que además de

precario es obsoleto y deja en evidencia las desventajas del mismo y la mala calidad del servicio entregado.

Las grandes desventajas obtenidas en este caso son:

- Contratación no planificada
- Ausencia de históricos
- Cese de actividades por falta de Programas
- Manejo inapropiado de recursos y de personal
- Deficiencia y ausencia de presupuesto

Todas estas desventajas, son las que llevan a que el área comercial no satisfaga las necesidades que exige el sistema productivo.

Por este motivo, la parte de talento humano presenta falencias en cuanto a contratación de personal calificado y eficiente, y de este problema se derivan el resto de los inconvenientes que hacen que todas las áreas de trabajo de la empresa no trabajen de manera adecuada y ordenada.

4.1.4.- ACTUALIZACIÓN, MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LAS MEDICIONES DE ENERGÍA POR SECTORES.

En Electronoroeste no existe actualmente una evaluación e investigación para determinar la ubicación de pérdidas por sectores. La falta de información actualizada genera fallas en la distribución del presupuesto, es decir que haciendo el programa de ésta manera se afecta el pedido de dinero a la parte administrativa, causando así cierta desconfianza en la administración de recursos asignados para el control de dichas pérdidas.

Por otro lado, sin un análisis adecuado y adaptado a una programación no es posible identificar las zonas de mayor importancia, por ello, los hurtos de energía permanecen constantemente en aumento, generando pérdidas y afectando de manera directa a la empresa misma quien en realidad es la que goza del servicio prestado por la distribución y comercialización de energía eléctrica.

4.1.5.- PROGRAMACIÓN DE ACTIVIDADES

La programación de actividades para reducción no se hace presente en Electronoroeste desde hace varios meses y actualmente lo único que se sabe del control de pérdidas es que se aplica actividades en el momento en que el indicador de pérdidas aumenta, sin poder reducirla de una manera permanente y aumentar la productividad.

Si no existe una programación, el presupuesto nunca va a ser suficiente y como es de suponer cosas tan mínimas pero que a su vez significan levante en el presupuesto como los consumos e insumos nunca se hacen presentes afectando de manera directa la suficiencia del presupuesto llegando a parar las actividades, perjudicando los trabajos logrando así un descontento total la Gerencia. Es necesario hablar de la contratación externa al momento de hablar de una programación sistemática de actividades. Al tener una programación de sistemática de actividades se puede predecir cuándo es

necesaria la contratación de técnicos especializados y por tanto planificar el presupuesto para el momento de realizarla.

Con esto ganamos tiempo, dinero y efectividad en la aplicación del trabajo de los técnicos especializados porque al planificar estas visitas podemos dar un diagnóstico que hace el técnico gane tiempo en identificar el problema y ahorramos horas de trabajo de los especialistas que como es de entender este trabajo es bastante oneroso.

4.1.6.- CONCLUSIONES DEL DIAGNÓSTICO

Se determina que en la Unidad no se aplica ningún concepto de programación para analizar, ubicar, reducir y controlar, de manera preventiva y por ende lo que se busca es minimizar el riesgo de pérdidas en la comercialización e incrementar las ganancias.

Los principales problemas son del orden económico ya que el tiempo en obtener la aprobación del presupuesto para la actividad es largo. Cabe aclarar que obtener dichas soluciones en una situación de urgencia siempre es más caro ya que no se cuenta con el tiempo apropiado para aplicar otros tipos de soluciones.

La inexistencia en el stock de bodega de los materiales para atender los nuevos servicios, esto origina que gran parte de las nuevas solicitudes estén optando por engancharse es decir proveyéndose del servicio eléctrico en forma ilegal.

Es necesaria la capacitación del personal técnico, así como también la de los clientes.

La dotación no oportuna de materiales, personal y herramientas de trabajo para atender en forma prioritaria la detección y rectificación de contraventores.

No se tiene data histórica actualizada en la parte técnica del sistema de medición de los clientes comunes y clientes mayores debido a que la información no fue almacenada ni trabajada, de igual manera no se cuenta con la totalidad de las lecturas de los totalizadores de las subestaciones de distribución.

Vale resaltar que el presupuesto es la base de toda empresa y el programa precisamente se realiza para optimizar actividades, mejorar la rentabilidad y conseguir mayor inversión de la unidad.

Retomando, la programación sistemática se establece el perfil del personal que debe ser seleccionado para la intervención de los posibles clientes hurtadores y también se puede hacer una gestión de actividades adecuada para lograr analizar, reducir y controlar las pérdidas energéticas en la entrega del servicio eléctrico.

4.2. ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE ACTIVIDADES

4.2.1.- RECOLECCIÓN DE DATOS

Como primer punto de la Recolección de Datos, se deben definir las preguntas básicas referidas al proceso:

- Qué medir.

- Cómo realizar la medición.
- Quién es el responsable de las mediciones.

Tipo de datos a medir

Antes de iniciar la recolección de datos, es necesario explicar los tipos de datos que serán medidos de acuerdo a su naturaleza:

- *Dato Continuo*: el dato o variable es medido con una unidad de medida, por ejemplo: Kwh entregados desde la red de MT a la BT, Kwh consumidos, etc.
- *Dato discreto*: el dato o variable es un atributo, por ejemplo: la existencia o no de una característica. Es un contador de muestras. Por ejemplo: medidor particular intervenido, colgado directamente a la red, recaudaciones, etc.

¿Qué Medir?

Lo que se busca es encontrar las diferencias entre la energía eléctrica entregada por el sistema de distribución de energía contra la consumida por el cliente final, es decir, realizar la comparación entre la energía eléctrica traspasada desde la red de Media Tensión (MT) a la de BT contra la consumida por cada cliente (facturación) conectado a un mismo TD.

Para esto es necesario medir la cantidad de Kwh que son traspasados desde la red de MT a la de BT, los Kwh consumidos por cada uno de los clientes finales conectados a un mismo TD y los Kwh consumidos por el AP.

¿Cómo realizar las mediciones?

La energía activa traspasada desde la red de MT a la de BT son medidos por un medidor instalado en cada uno de los TD's seleccionados para el estudio, el cual entrega como Output la cantidad total de energía activa que fue transformada y entregada por el respectivo TD a la red de BT para ser consumidos por los clientes conectados a éste. Se espera que en el largo plazo se encuentren medidos la totalidad de TD's existentes en la concesión.

La energía activa consumida por cada uno de los clientes finales conectados a un mismo TD son medidos de acuerdo al consumo registrado en el Medidor de cada uno de éstos, es decir, la cantidad de Kwh que aparecen al momento de facturarles su estado de cuenta mensual (recibo).

La energía activa consumida por AP es medida de manera provisional, primero se calcula la cantidad de Watts (W) que consumen (multiplicando cantidad de luminarias por la capacidad de cada una), posteriormente se obtienen los Kwh multiplicando la cantidad de W anterior por la cantidad de horas que están encendidas las luminarias (h) por la cantidad de días a medir (d):

$$\text{AP (Kwh)} = W \times h \times d$$

¿Quién es responsable de las mediciones?

El responsable de realizar las mediciones en terreno se le encarga a terceros, específicamente agentes calificados que realizan un barrido focalizado vivienda por vivienda conectada a un mismo TD.

Los demás cálculos son realizados por profesionales del Departamento de Control de Pérdidas de Electro Noroeste.

4.2.2.- PROCEDIMIENTO DE MACROMEDICIÓN.

El objetivo de esta etapa es identificar áreas problemáticas (o problemas en un área crítica del negocio).

En la etapa de Macromedición consiste en efectuar los Balances de Energía en Kwh para sectores que comprenden un conjunto de transformadores de distribución. En este proceso, la medición de las energías (entrantes y salientes del sector) se realiza mediante equipos totalizadores instalados en las redes de Media Tensión y consolidando la energía entregada al sector, durante el período de un mes y contrastando éstos resultados con la energía facturada por los clientes asociados al sector en estudio y el AP (alumbrado público) del sector. Debido a que son estimaciones gruesas, pueden desencadenar señales de gestión equívocas, como perseguir hurto inexistente, o simplemente perder oportunidades de diseño de redes más eficientes.

4.2.3.- PROCEDIMIENTO DE MICROMEDICION

En la etapa de Micromedición consiste en efectuar un Balance de Energía en Kwh para el conjunto de clientes asociados a la red de Baja Tensión (BT) de un transformador de distribución. En este proceso, la medición de las energías se realiza mediante un equipo de medida instalado en los circuitos de BT del TD, consolidando la energía entregada al sector durante un período determinado (30 días para propósitos de diagnóstico de pérdidas y de períodos mayores, en caso de medida permanente).

El balance se realiza contrastando los datos del equipo de medida con la

energía facturada por los clientes asociados del transformador en estudio y los circuitos de Alumbrado Público (AP).

Tabla 15: Balance de SED

SED 150059 - AA.HH VILLA PRIMAVERA											
								19/05/2018	29/05/2018	10	
Id.Tra o	IdNroS icio	Nombre	Direccion	SerieFabrica		ENFABRICAN TO	DE SANEAMIE TO	Observaci o	1ERA LECTU	2DA LECTURA	Proyecci
1500111032	15340576	Vazquez Calvo, Jaime De La Cruz	Cs. EL ROSAL N° S/N AA.HH. VILLA PRIMAVERA	000000606568465	15340576	RETIRADO		15340576			0
1500111032	15882857	Montenegro Hernandez, Karla	Pl. MUNICIPAL N° Mz. D4 Lote 18 AA.HH. VILLA PRIM	000000606880123	15882857	86.3		15882857	124.4	133	25.8
1500111032	10674753	A.PUBLICO	Mz. D2-10 0 ETAPA AA.HH Villa Primavera		10674753	RETIRADO		10674753			0
1500111032	10674646	YRAIZA SAENZ BARRETO	Mz. D3-13 3 ETAPA AA.HH Villa Primavera		10674646	RETIRADO		10674646			0
1500111032	10679526	ALVAREZ VILLARREYES ROSA ANGELICA	Mz. G3-17 AA.HH Villa Primavera	8106268	10679526	6134.1		10679526	6247.5	6270	67.5
1500111032	11105860	JIMENEZ GONZALES, SANTOS ISABEL	Mz. G4 00007 AA.HH VILLA PRIMAVERA	0000001E0793627	11105860	1751.2		11105860	1792	1803	33
1500111032	11155058	MOGOLLON ALBURQUEQUE, ARACELY	Mz. G4 00009 AA.HH VILLA PRIMAVERA 1 ETAPA	1289366	11155058	3181.3		11155058	3244.9	3263	54.3
1500111032	10679253	CORREA CHORRES HUGO A.	Mz. G4-014 ETAPA AA.HH Villa Primavera	8101048	10679253	11663.7		10679253	11739.3	11757	53.1
1500111032	10864284	SANCHEZ TAYARA, PETRONILA	Mz. F4 0006 AA.HH VILLA PRIMAVERA	33352	10864284	2036.8		10864284	2075	2081	18
1500111032	10677058	TEODORA NAVARRO VILLEGAS	Mz. D-28 0 ETAPA AA.HH Villa Primavera	10008717	10677058	10682.1		10677058	10845	10886	123
											22781

4.2.4.- VERIFICACION DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE CLIENTES COMUNES DE CADA SUBESTACIÓN.

En esta etapa se realizará las inspecciones físicas de usuarios por totalizador, con el fin de actualizar y comprobar si coinciden los datos de campo con la base de datos que nos otorga Optimus NGC; encontrar anomalías como conexiones indebidas o conexiones clandestinas. Ubicar los usuarios o clientes hurtadores para así proceder con el respectivo recupero.

PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA VERIFICACION DEL SISTEMA DE MEDICION DE CLIENTES COMUNES.

En este procedimiento se realizarán las siguientes actividades:

- a) Se debe ubicar al cliente en el padrón de usuario como en campo.
- b) Se registra las observaciones encontradas en campo.
- c) Se toma lectura del medidor.
- d) Se inicia con la Instalación de la pinza amperimétrica en el lado del medidor y en el lado del empalme de la acometida.
- e) Se verifica que dichos valores coincidan tanto en ambos puntos.
- f) Se verifica que la acometida este correctamente instalada.
- g) Si existe algún error en el conexionado se realiza la corrección.
- h) Se culmina con el rellenado del parte técnico, acta de constatación (si hubiere) y se hace firmar al usuario.

Cuando se detecta observaciones en la conexión eléctrica y requiere

mantenimiento se registra en el padrón de suministros observados y esto será derivado a la instrucción de mantenimiento de la conexión eléctrica.

EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

Cuadro 01. Equipos y Herramientas

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD
2	Pinza Amperimetrica	Unid.	1
2	Alicate	Unid.	1
3	Destornillador	Unid.	2
4	Bolsa Porta Herramientas	Unid.	1
5	Detector de tensión hasta 1000V	Unid.	1

IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD

Cuadro 02. Implementos de seguridad

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD
1	Ropa de Trabajo	Unid.	1
2	Protector de Cabeza con su Barbiquejo	Unid.	1
3	Sobreguantes de cuero liviano	Par	1
4	Guantes Dieléctrico Clase 0	Par	1
5	Lentes de Seguridad Oscuros o Claros	Unid.	1
6	Zapatos Dieléctricos	Par	1

4.2.5.- VERIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE LOS CLIENTES MAYORES

En esta etapa se busca obtener anomalías en el sistema de medición de los clientes mayores de Electronoroeste, en cumplimiento al Artículo 171° del Reglamento de la LCE – D.S. N° 009-93-EM y el Numeral 7.1 de la Norma DGE “Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica”.

El alcance de la inspección e intervención programada comprende:

- ✓ Verificación de los sistemas de medición en su totalidad, verificando los

transformadores de corriente toroidales o equipo Trafomix instalados, para corroborar su relación de transformación.

- ✓ Revisión de la polaridad de los Transformadores de corriente y revisión de conexión de la relación de transformación de los equipos Trafomix.
- ✓ Verificación del conexionado al medidor multifunción.
- ✓ Toma de medidas de tensión y corriente, en la entrada y salida del sistema de medición.
- ✓ Toma de datos de las características de los transformadores de potencia, transformadores de corriente y/o equipo Trafomix.

PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA VERIFICACION DEL SISTEMA DE MEDICION DE CLIENTES MAYORES

Todo el personal involucrado en los trabajos mencionados deberá portar obligatoriamente sus respectivos implementos de seguridad el cual debe ser verificado por el Ingeniero encargado responsable, así mismo es necesario tomar las medidas de prevención de riesgos y accidentes en el lugar de trabajo para lo cual se deberán de verificar los equipos y herramientas a ser utilizados.

Previamente a la ejecución del trabajo, se sostendrá una reunión de coordinación, para la inducción del personal al cumplimiento del reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo, explicando el procedimiento a seguir que se detalla a continuación:

- Verificar el funcionamiento del medidor.

- Verificar el conexionado de señales de tensión y corriente.
- Verificar el funcionamiento de los transformadores de corriente y Equipo Trafomix.
- Ajuste de toda la conexión en el cableado de los T/Cs a los medidores.
- Para realizar el ajuste se requiere retirar los precintos de seguridad de la tapa bornera para luego de finalizar la labor, sellar la bornera con el nuevo precinto.
- Levantar un acta de inspección, en el cual se detallará los datos de las partes de la conexión eléctrica, materiales y trabajos realizados.
- Todos los datos deberán ser reportados en forma escrita con una relación, acompañada del acta de inspección original y descargada en el sistema comercial.
- Los datos digitales fotos y videos de la lectura del medidor se entregará en memoria USB para la descarga de las carpetas de cada cliente mayor.

HERRAMIENTAS, MATERIALES Y EQUIPOS NECESARIOS.

Se contará con lo siguiente:

- Pinza Amperimetrica digital.
- Alicates universal - aislados.
- Alicates de punta - aislados.
- Destornilladores aislados
- Cámara fotográfica
- Precintos codificados

- Pértiga desplegable de 4 cuerpos
- Revelador de tensión mínimo de 24 kv (o mayor)

Así mismo es necesario dotar de los recursos logísticos y económicos necesarios al personal para cumplir con el horario de la intervención programado.

PREVISIONES DE ACCIDENTES – SEGURIDAD EN EL TRABAJO.

Un eventual accidente, de golpe y/o caída, dependiendo de su gravedad, deberá ser atendido en principio por el responsable de los trabajos de campo y profesional supervisor, se preverán los medios y recursos para atención oportuna así como identificar un puesto de salud cercano a los lugares de trabajo.

Es obligatorio el uso de los implementos de seguridad, así como la verificación de las herramientas y elementos de sujeción del personal que trabaja en altura, por ningún motivo se admitirá la presencia de algún trabajador sin cumplir los requerimientos de seguridad.

Se coordinará y llevará a cabo una reunión de coordinación e inducción de cumplimiento del reglamento de seguridad y salud en el trabajo, previo a la ejecución de las actividades.

4.2.6.- PLAN DE ACCION

En este procedimiento se realizará las respectivas correcciones en encontradas en las etapas 4.2.3 y 4.2.4.

4.2.6.1.- MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE MEDICIÓN DE CLIENTES COMUNES.

Descripción:

- ✓ El Analista o Supervisor de Control de Pérdidas recopila datos de suministros para mantenimiento (genera los padrones de cada SED).
- ✓ El Contratista recepciona su Orden de Trabajo (anexo 01) y procede con la notificación al usuario (48 horas de anticipación).
- ✓ Después de haber notificado al cliente se procede con la ejecución del mantenimiento de la conexión eléctrica, luego del cual elabora la Ficha de Mantenimiento de Conexión Eléctrica, el cual debe contar con la firma del cliente.
- ✓ La contratista entrega el informe de campo al Supervisor de Control de Pérdidas para su descargo en el Optimus NGC y el archivo respectivo. Dicho informe debe contener: 1. Informe del Mantenimiento Detallado; 2. Liquidación de materiales utilizados y devueltos a almacén.
- ✓ En caso de que el cliente no se encuentre en su domicilio al momento de notificar se podrá dejar la notificación debajo de la puerta y se consignara en la notificación las características del predio.
- ✓ En los casos que el mantenimiento consista en cambio del sistema de medición, será necesario que la notificación sea firmada por el cliente.

- ✓ En caso de que el cliente en el momento de la ejecución del mantenimiento no se encuentre, pero si ha firmado la notificación se procederá a realizar el mantenimiento y dejará debajo de la puerta la carta de notificación.
- ✓ En caso de que el cliente sea inubicable se descargará la Orden de Trabajo como no ejecutado.

El informe de la contratista al que se refiere la actividad deberá realizarse mensualmente.

4.2.6.2.- MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE MEDICION DE CLIENTES MAYORES.

REFERENCIAS O DOCUMENTOS A CONSULTAR

Los documentos de consulta, para el desarrollo del presente instructivo son:

- ✓ Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento D. L. 25844.
- ✓ Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico D. S. 020-97-EM
- ✓ Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas para el Sector Eléctrico aprobado con RM 161-2007 MEM/DM del 18 de abril del 2007.

EQUIPOS, HERRAMIENTAS Y MATERIALES

Para realizar los trabajos de control de pérdidas de energía dependiendo del tipo de cliente en BT o MT se requiere lo siguiente:

a) Equipos:

- Celular
- Camioneta
- Pinza Amperimétrica
- Cámara Fotográfica.

b) Herramientas

- Escalera Aislante de 2 cuerpos con base antideslizante.
- Alicates Aislados (diversas formas)
- Destornillador Aislado (diversas medidas)
- Cuchilla Aislada
- Llave Hexagonal Aislado.
- Pértiga
- Revelador de Tensión MT o BT

c) Materiales

- Cinta aislante.
- Lapiceros
- Medidores Electrónicos Multifunción Indirectos (Clientes Mayores).
- Medidores de Medición Directa (Clientes Comunes)

- Formatos pre impresos

IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD

a) Implementos de Protección Personal.

- Ropa de Trabajo (Zapatos dieléctricos, pantalón, camisa)
- Guantes dieléctrico de 1000 V; 10,000 V; y 30,000 V.
- Guantes de banana
- Sobreguantes de cuero liviano
- Protector de cabeza – casco
- Careta de Protección facial.
- Lentes protectores oscuros y claros

b) Equipos de Protección Personal.

- Arnés de Seguridad
- Cinta Señalizadora

c) Implementos para casos de accidentes

- 01 Botiquín de primeros auxilios, equipado para casos de fracturas, heridas, quemaduras, contusiones.
- 01 Extintor

PERSONAL REQUERIDO

Personal mínimo: 02 Técnicos Electricistas de la Contratista.

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

1. El personal encargado recogerá una copia la orden de trabajo, que

será ejecutado durante el día y los partes técnicos.

2. El personal técnico del contratista ejecutará el mantenimiento del sistema de medición como indica el código de nacional de electricidad.

A. Mantenimiento de las conexiones eléctricas de Suministros en BT

- Instalación de la señalización de seguridad.
- Se realizar el corte del servicio en la red de BT.
- Una vez cortado el servicio se procede a la limpieza de todos los componentes del sistema de medición (caja porta medidor, Interruptor termomagnetico, sistema de medición, etc.).
- Luego se verificará si algún componente del sistema de medición está en mal estado, utilizando instrumentos de medición como megometros, equipo de relación de transformación, multímetro, etc.
- Si algún componente del Sistema de Medición estuviera en mal estado se procederá al cambio.
- Se instalará los precintos necesarios.
- Al final se procederá a rellenar el parte técnico de mantenimiento (Anexo 03), indicando las características del equipo de medición, el código de la Subestación, código del suministro, dirección, el motivo del trabajo y materiales utilizados.
- Al usuario se solicitará la conformidad sobre el servicio, mediante la firma del parte técnico.
- Se procederá al retiro de la señalización de seguridad.

- Limpiar y ordenar la zona de trabajo.

B. Mantenimiento de las conexiones eléctricas de Suministros en MT

- Se procederá a instalar la señalización de seguridad.
- Se procede a realizar el corte del servicio en la red de MT
- Una vez cortado el servicio se procede a la limpieza de todos los componentes del sistema de medición (caja porta medidor, Interruptor termomagnético, transformadores de medición, etc.).
- Luego de la verificación se verificará si algún componente del sistema de medición está en mal estado, utilizando instrumentos de medición como megometros, equipo de relación de transformación, multímetro, etc.
- Si algún componente del Sistema de Medición estuviera en mal estado se procederá al cambio o reubicación.
- Si algún componente del sistema de medición, esta caído, suelto, se procederá a su sujeción.
- Se instalará los precintos necesarios.
- Se procede a realizar a la reconexión del servicio en la red de MT
- Al final se procederá a rellenar el parte técnico de mantenimiento (anexo03), indicando las características del equipo de medición, el código de la Subestación, dirección y el motivo del trabajo, materiales utilizados.
- Al usuario se solicitará la conformidad sobre el servicio, mediante la firma del parte técnico.
- Se procederá al retiro de la señalización de seguridad.

- Limpiar y ordenar la zona de trabajo.

4.2.6.3.- DETECCIÓN Y CORRECCIÓN DE ANOMALÍAS

En esta actividad se realizará una inspección cuidadosa a los posibles clientes hurtadores, ubicados en la actividad de verificación del sistema de Medición de clientes comunes por totalizador o barridas de clientes de cada totalizador.

Con esta Actividad se podrá obtener la Energía a recuperar y el control de estos clientes.

La Intervención y el Recupero se hará en base a la Siguiente Normativa:

- ✓ Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) – D.L. 25844 (Art. 90º); Art. 91º y Art. 92º de la LCE.
- ✓ Reglamento de la LCE – D.S. 009-93 EM (Art. 171º; Art. 177º a), b); Art. 179º; Art. 180º; Art. 202º y Art. 204º).
- ✓ D.S. Nº 020-97-EM Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos.
- ✓ Resolución Ministerial Nº 571-2006-MEM/DM – Norma de Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica”.
- ✓ Resolución Nº 722-2007-OS/CD – Procedimiento de OSINERGMIN para la supervisión de los reintegros y recuperos de energía eléctrica en el servicio público de electricidad.
- ✓ Resolución 616-2008-OS/CD. Base Metodológica para la aplicación de la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

- ✓ Resolución N° 686-2008-OS/CD – Procedimiento para la supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios eléctricos y su base metodológica.

Equipos y Herramientas. -

Cuadro 03. Equipos y herramientas para intervención de clientes con hurto

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD
1	Pinza Amperimétrica	Unid.	2
2	Alicate	Unid.	2
3	Destornillador	Unid.	2
4	Bolsa Porta Herramientas	Unid.	1
5	Detector de tensión hasta 1000V	Unid.	1

Implementos de Seguridad

Cuadro 04. Implementos de seguridad para intervención de clientes con hurto

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD
1	Ropa de Trabajo	Unid.	1
2	Protector de Cabeza con su Barbiquejo	Unid.	1
3	Sobreguantes de cuero liviano	Par	1
4	Guantes Dieléctrico Clase 00	Par	1
5	Lentes de Seguridad	Unid.	1
6	Zapatos Dieléctricos	Par	1

Personal Requerido

- Empresa Contratista

Rendimiento

- Menor o igual a 0.2 horas por inspección.
- Menor igual a 1.25 horas por intervención de hurto.

DESCRIPCIÓN:

- a) Se realizará una previa capacitación del personal de control en los diferentes tipos de conexiones y manipulaciones ilícitas del equipo de medición.
- b) Se elabora la "Constancia de Aviso Previo de Intervención" (anexo 04), y se notifica al usuario 48 horas antes de la intervención.
- c) Se le explica al usuario el porqué de la intervención.
- d) Se procederá a instalar la señalización de seguridad.
- e) Se realiza la intervención al suministro con el personal Técnico de la contratista, esta intervención consistirá en lo siguiente:
 - Si los precintos de seguridad del equipo de medición no presentan señales de intervención por parte del usuario se procederá a revisar las conexiones del mismo, colocando el precinto nuevamente una vez realizado el trabajo y notificando las novedades encontradas.
 - Una vez sellado el equipo de medición se colocará un sello plástico, difícil de violentar, la sigla de la empresa y numerado para llevar en el computador un historial del cliente y de la persona que realizo la instalación o inspección del mismo. Esto permite a la empresa tener un registro aparte del número y serial del medidor, un número de sello puesto en la caja, este sello permitirá saber cuando se produce el cambio del mismo ya que debe ser reportado inmediatamente.
 - Se dispondrá de un equipo de contrastación móvil (MAV2), con el

objetivo de detectar en el sitio medidores con anomalías o desperfectos.

- Si se encuentra un medidor en mal estado se cambiará inmediatamente. El cambio de los medidores se realizará con el mismo personal que lo retiro, para evitar perder el control de los medidores sacados.

- Se dispondrá de una cámara u otro equipo que permita registrar la evidencia en caso de hurto de energía, tomar en cuenta que las fotografías tienen que ser fechadas.

- Realizar un seguimiento de los consumos de los abonados, con el propósito de que estén dentro de los rangos estimados, se deberá contar con un sistema de información que involucre la Superintendencia de pérdidas y el departamento de facturación.

- En caso de hurto de energía comprobada aplicar medidas de carácter jurídico legales.

f) Al terminar la intervención se procederá a ingresar los datos encontrados en campo en el "Parte Técnico de Mantenimiento de Suministro" así como el "Acta de Intervención" (anexo 05). Adjuntando las fotografías de la conexión indebida.

g) La contratista entrega el informe de campo al Supervisor de Control de Pérdidas para el análisis de recupero, verificando además el estado de cuenta en el OPTIMUS NGC si existe punto de inflexión o no, el Supervisor elaborar un informe de recupero y la respectiva notificación del recupero al cliente.

- h) Se notifica al cliente del recupero, si el usuario solicita fraccionamiento, se realiza lo solicitado y finalmente se envía una copia del expediente de recupero al supervisor de facturación para su respectivo cobro de acuerdo al número de cuotas que se acuerda con los clientes infractores.
- i) El supervisor de Control de Pérdidas reporta al portal de OSINERGMIN mensualmente los recuperos que procedieron dentro de los 10 primeros días del mes siguiente y luego se archiva una copia.

4.2.7.- MANTENIMIENTO DE MEDIDORES TOTALIZADORES DE SED'S Y A.P.

En esta actividad se realizará el cambio de medidores totalizadores de subestaciones y medidores totalizadores de Alumbrado Público, para así poder obtener una mejor lectura de cuanta en energía se está distribuyendo, ocasionando un balance de energía más preciso.

Equipos, Herramientas y Materiales

Cuadro 05. Equipos, Herramientas y Materiales para en el mantenimiento de totalizadores

TEM	DESCRIPCIÓN	UND
1	ALICATE DE CORTE Y PRESION (UNIVERSAL) AISLADO 1000V. 8" LONG	UNID
2	COMPUTADORA PORTATIL (LAP TOP)	UNID
3	ALICATE PINZA AISLADO 1000V 7" LONG	UNID
4	BOLSA PORTA HERRAMIENTAS	UNID
5	DESTORNILLADORES MULTIPLES DE 08 PIEZAS (4", 6", 3", 4", 5", 3", 4" Y 6")	JGO
6	CUCHILLA AISLADA 1000V. PUNTA CURVA DE 6" LONG.	UND
7	LLAVE EXAGONAL	UND
8	LLAVE TRIANGULAR	UND

9	ESCALERA DE FIBRA DE VIDRIO CORREDIZA 28 PASOS, 2 CUERPOS	UND
10	AMPERIMETRO	UND
11	SECUENCIMETRO	UND
12	VOLTIMETRO	UND
13	LINTERNA DE MANO	UND
14	REVELADOR DE TENSION	UND
15	MEDIDORES ELECTRONICOS O ELECTROMECHANICOS MONOFASICO O TRIFÁSICO	UND
16	CABLE DE CONTROL 1KV DE 7 X 25 MM2	UND
17	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 50/5, 100/5, 250/5, 400/5	UND
18	CONDUCTOR CONCENTRICO MONOFASICA O TRIFASICA	M
19	CAJA METALICA MONOFASICA O TRIFASICA	UND
20	CINTA AISLANTE	UND
21	FORMATOS DE TRABAJO	UND

Implementos de Seguridad

Cuadro 06. Implementos de Seguridad

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND
1	ROPA DE TRABAJO (Zapato de seguridad, pantalón y camisa)	JGO
2	PROTECTOR DE CABEZA CON BARBIQUEJO	UND
3	GUANTES DE BADANA	PAR
4	SOBREGUANTS DE CUERO LIVIANO	PAR
5	GUANTES DIELECTRICOS	PAR
6	LENTES DE SEGURIDAD OSCURO, MARCA UVEX, MODELO ASTROSPEC 3000	UND
7	LENTES DE SEGURIDAD TRANSPARENTE, MARCA UVEX, MODELO ASTROSPEC 3000	UND
8	CONO DE SEGURIDAD FOSFORES. DE 70 CM	UND
9	CORREA DE SEGURIDAD	UND
10	ARNES DE SEGURIDAD	UND
11	CINTA SEÑALIZADORA	M

Personal Requerido

- 02 personas como mínimo.

Rendimiento

- 5 actividades diarias por grupo de trabajo (dos técnicos)

PROCEDIMIENTO PARA EL RETIRO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

- Mediante orden de trabajo, se dispone al contratista para que retire el equipo de medición que requiere mantenimiento.
- El personal técnico del contratista ejecutará el retiro del equipo totalizador bajo el siguiente procedimiento y esto variará dependiendo del tipo de totalizador:

Retiro del Medidor Totalizador de Alumbrado Público.

- Sacar fuera de servicio el circuito de Alumbrado Público.
- Verificar que no existe tensión en la bornera del medidor de A.P. con el apoyo de un voltímetro.
- Retirar los conductores de la bornera del medidor de Alumbrado Público.
- Aislar el conductor de alimentación de la bobina de tensión del medidor con cinta aislante.
- Cortocircuitar los conductores retirados de la bobina de corriente del medidor de Alumbrado Público, estos deben coincidir con las fases.
- Levantar la Ficha Técnica de Totalizadores, formato donde se anotará las características del equipo de medición, el código de la Subestación, Dirección y el motivo del retiro del equipo de medición.

Retiro de Medidor Totalizador

- Cortocircuitar los terminales del lado secundario de los transformadores de corriente antes de retirar de la bornera del

medidor.

- Comprobar que el flujo de corriente que ingresa a cada bobina de corriente sea cero con el apoyo de un amperímetro.
- Retirar los conductores de la bornera del medidor fase por fase y aislar los terminales con cinta aislante.
- Retirar el equipo de medición para mantenimiento o reemplazo.
- Levantar la Ficha Técnica de Totalizadores formato donde se anotará las características del equipo de medición, el código de la Subestación, Dirección y el motivo del retiro del equipo de medición.

Después de retirar el medidor, el contratista entrega el medidor a laboratorio y a la vez informa y entrega el acta de retiro de medidor al Jefe de Operaciones Comerciales o Jefe Comercial.

PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

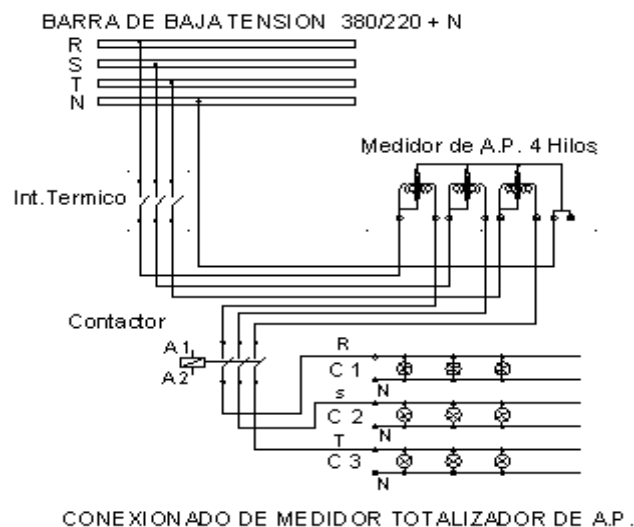
- Mediante orden de trabajo se dispone al contratista la instalación del medidor totalizador cambiado por mantenimiento.
- El personal técnico del contratista ejecutará la instalación del equipo totalizador bajo el siguiente procedimiento y esto variará dependiendo del tipo de totalizador:

Instalación del Medidor Totalizador de Alumbrado Público.

- a) Instalar equipo de medición retirado o el medidor reemplazado por defecto del medidor retirado.

- b) El conexionado del medidor variara de acuerdo a la marca del medidor, por ello se recomienda antes de conectar los conductores identificar la bobina de corriente y la bobina de tensión, así mismo observar el diagrama de conexionado del medidor, en algunos medidores viene impregnado en el mismo medidor, en algunos en la tapa de bornera.
- c) Conectar el conductor del Alumbrado Público a la bobina de corriente del medidor de Alumbrado Público.
- d) Conectar la bobina de tensión del medidor de tal manera que las lámparas de Alumbrado Público se encuentren en paralelo con la bobina de tensión, con la finalidad de controlar el 100% del consumo de A.P.
- e) En la figura se muestra la forma como se debe conectar la bobina de corriente y bobina de tensión, cuando se instala medidores totalizadores de Alumbrado Público.

Figura 24. Conexionado de Medidor Totalizador

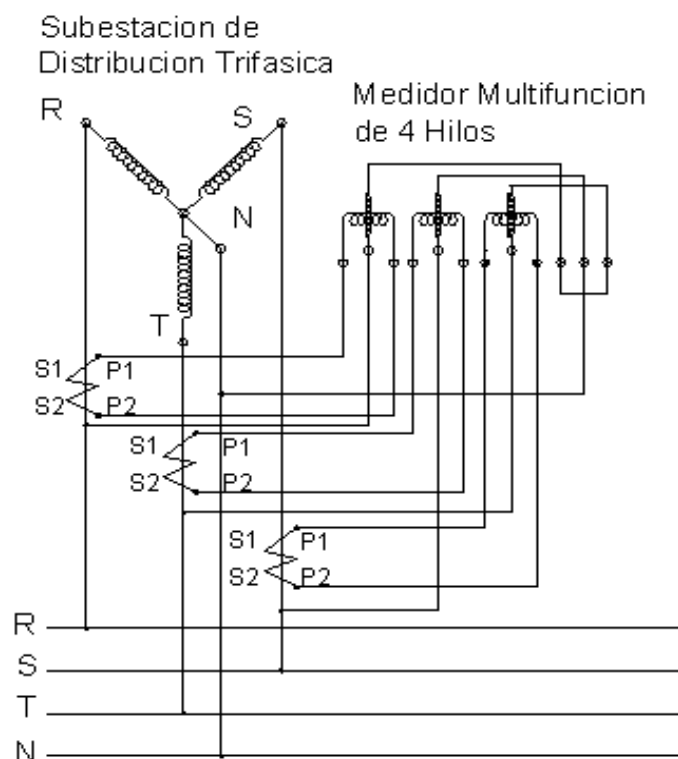


- f) Verificar el funcionamiento del medidor (X) de Alumbrado Público activando el sistema de control.
- g) Limpiar y asegurar la caja porta medidor o el tablero de distribución.
- h) Después de concluir con la instalación levantar la Ficha Técnica de Totalizadores en donde se anotará las características del equipo de medición, el código de la Subestación, Dirección, las actividades realizadas, los materiales utilizados durante la instalación del medidor de Alumbrado Público.

INSTALACIÓN DEL MEDIDOR TOTALIZADOR DE SERVICIO PARTICULAR

- a) Analizar los riesgos existentes a que se estará expuesto durante la instalación del equipo totalizador de la Subestación, puesto que se realizará la instalación en caliente.
- b) Ubicar el equipo de medición en la caja porta medidor o en el tablero de Distribución.
- c) Identificar los transformadores de corriente de cada fase, verificar la secuencia de fases con un secuenciometro.
- d) Conectar los terminales del transformador de corriente a la bobina de corriente del medidor totalizador y así mismo alimentar las bobinas de tensión similar a la figura mostrada en la parte inferior.

Figura 25. Diagrama de Conexión de Medidor totalizador



- e) Retirar el conductor utilizado para cortocircuitar los terminales del secundario del transformador de corriente, aislar el conductor con cinta aislante.
- f) Medir el flujo de corriente en cada fase con el apoyo de una pinza Amperimétrica.
- g) Medir la tensión en borneras del medidor con apoyo de un voltímetro.
- h) Limpiar y asegurar la caja porta medidor o el tablero de distribución.
- i) Después de concluir con la instalación levantar la Ficha Técnica de Totalizadores formato (anexo 06) en donde se anotará las características del equipo de medición, el código de la Subestación, dirección, las actividades realizadas, los materiales utilizados durante

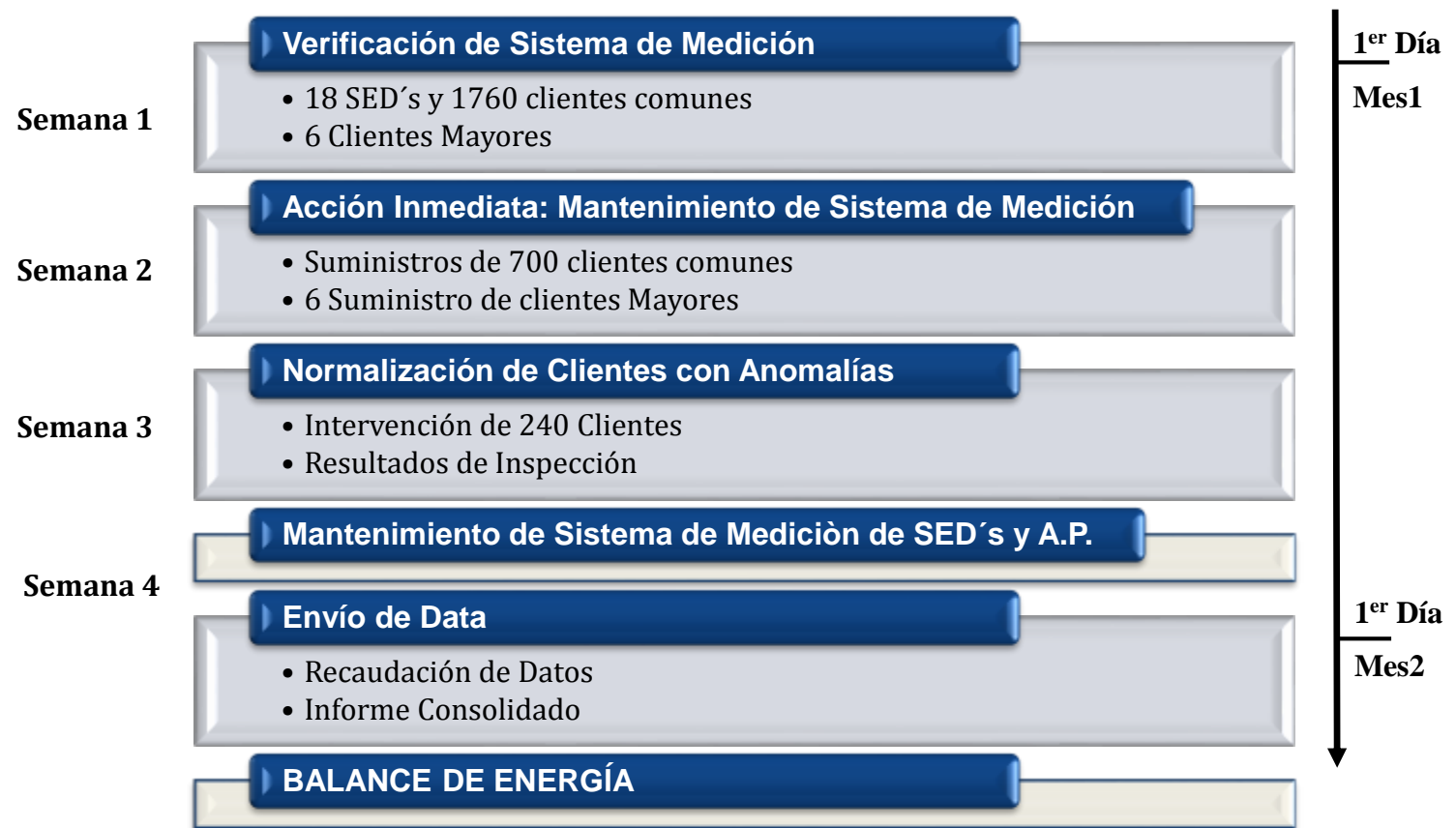
la instalación del medidor totalizador de la Subestación.

Después de haber realizado la instalación de los medidores totalizadores, el contratista informa y entrega el acta de instalación al Jefe de operaciones Comerciales o Jefe Comercial.

4.3.- CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

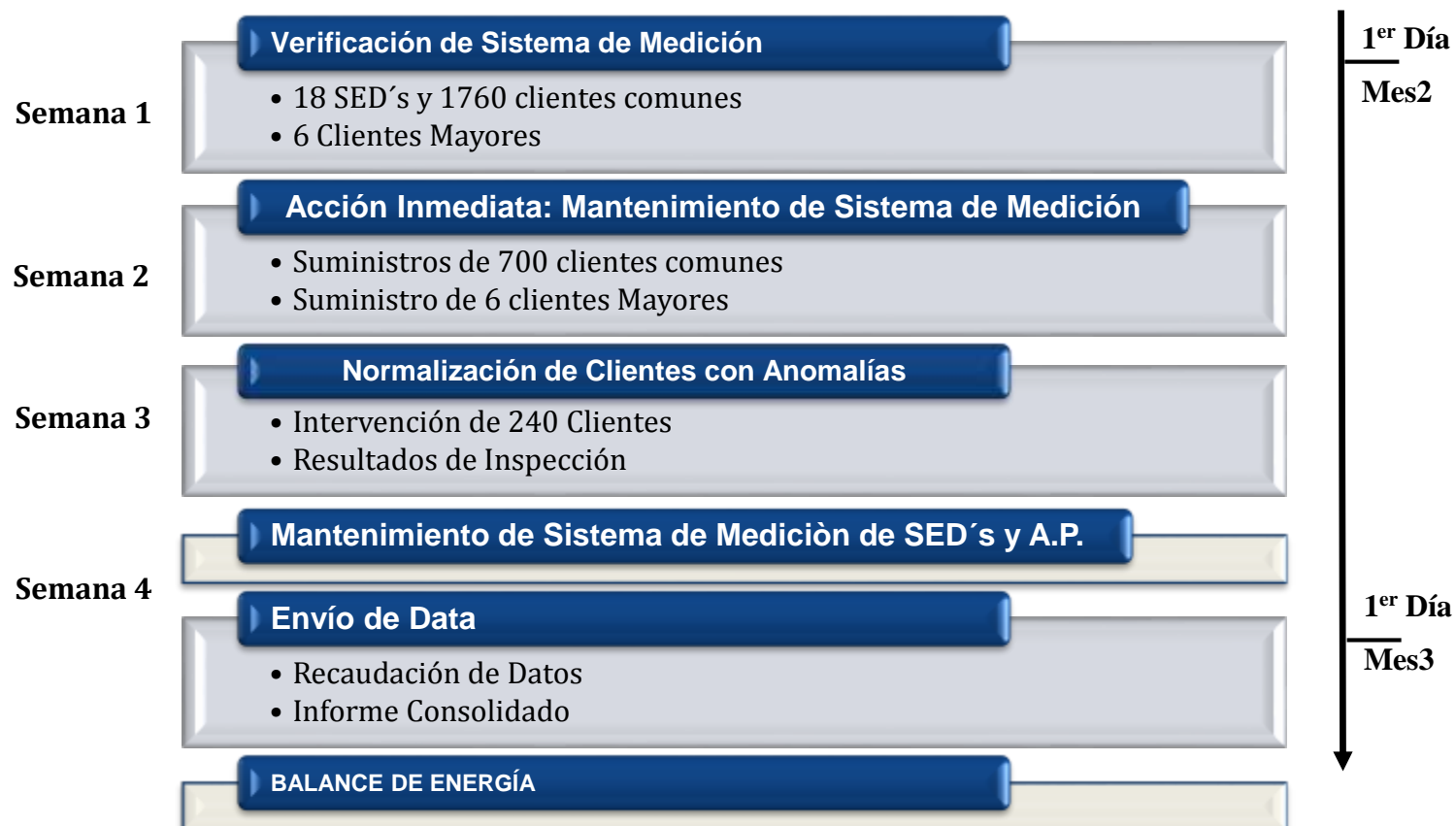
4.3.1.- MES N°01

Cuadro 07: Cronograma de actividades Mes N°01



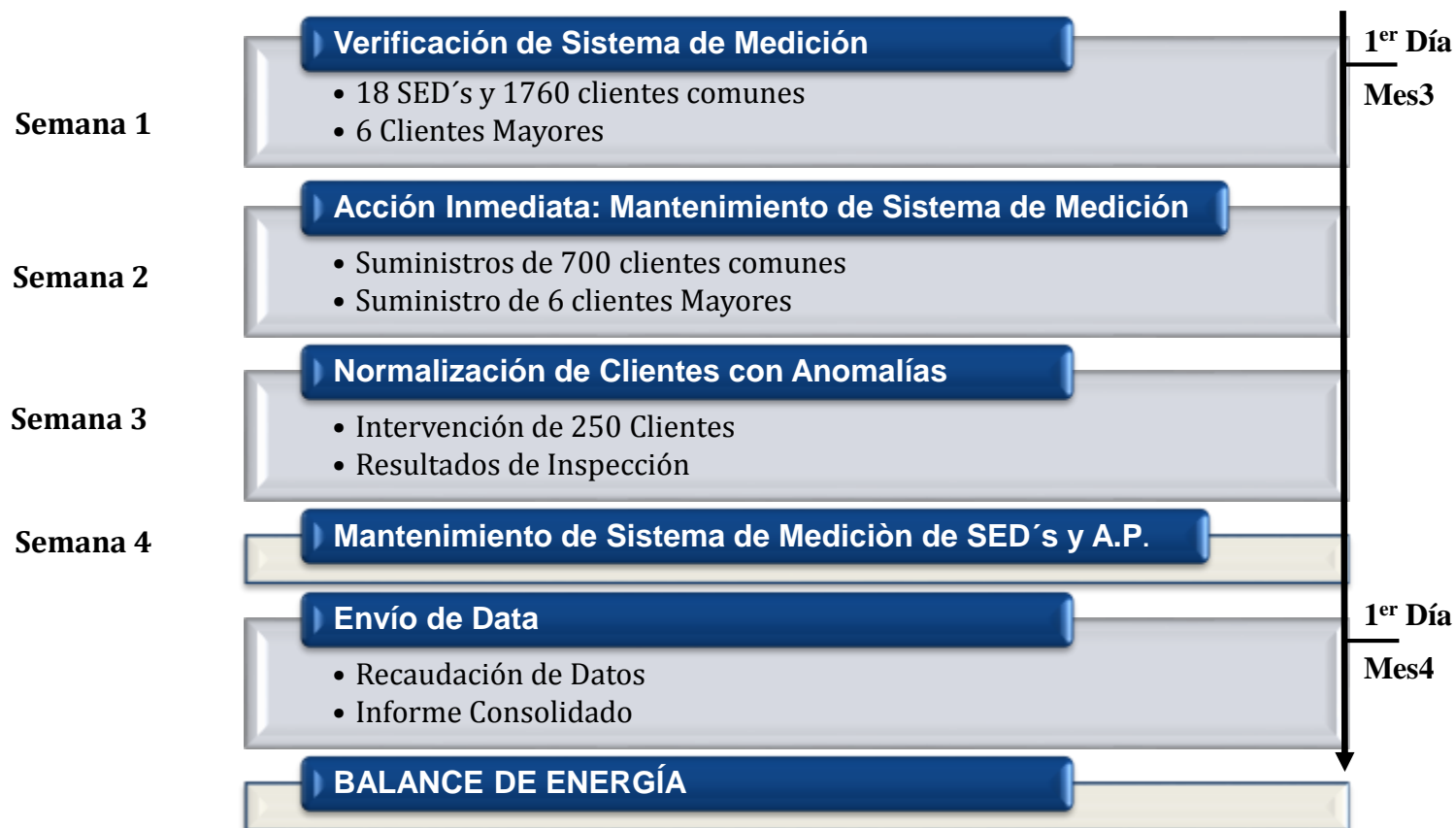
4.3.2.- MES N°02

Cuadro 08: Cronograma de actividades Mes N°02



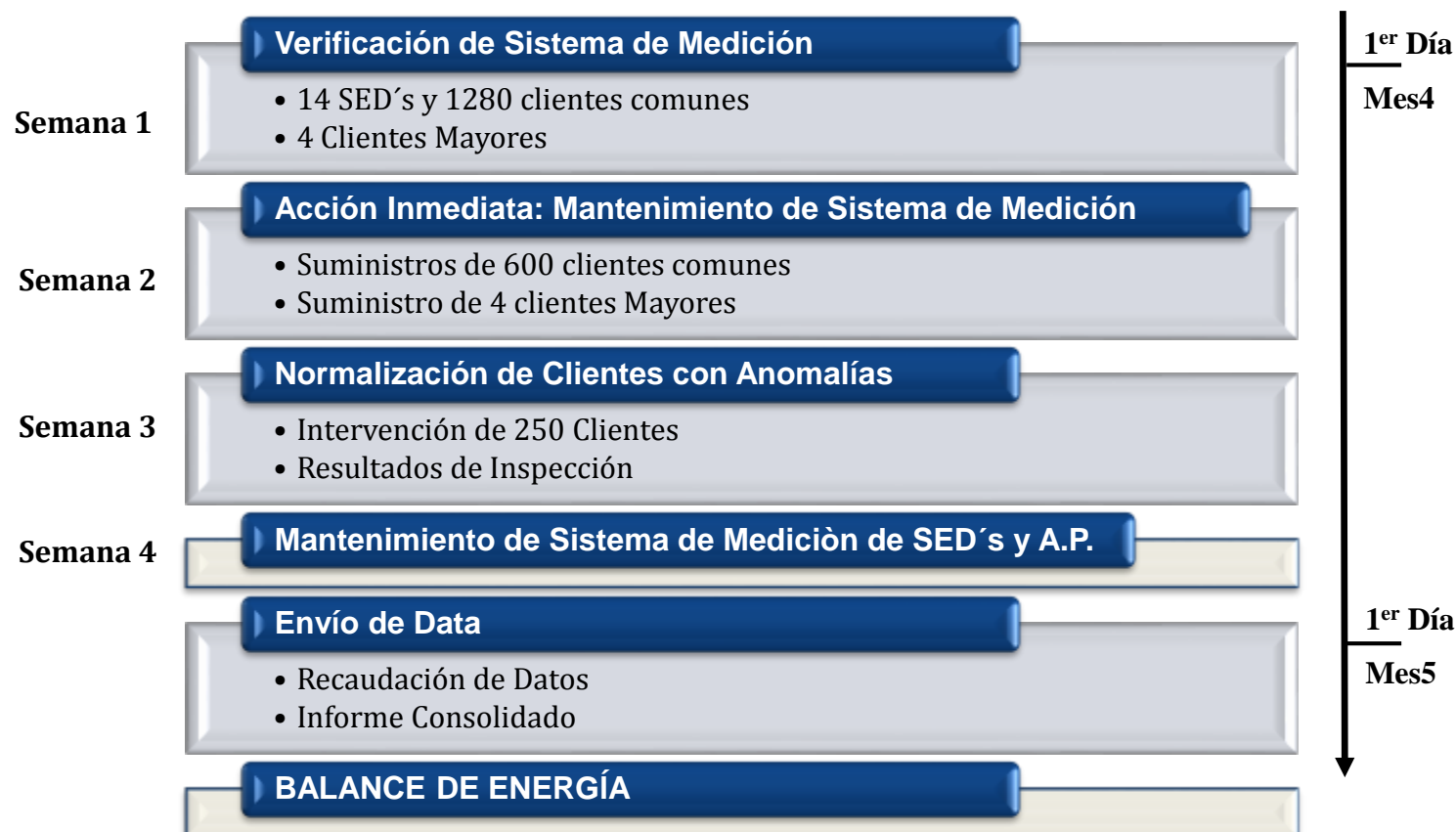
4.3.3.- MES N°03

Cuadro 09: Cronograma de actividades Mes N°03



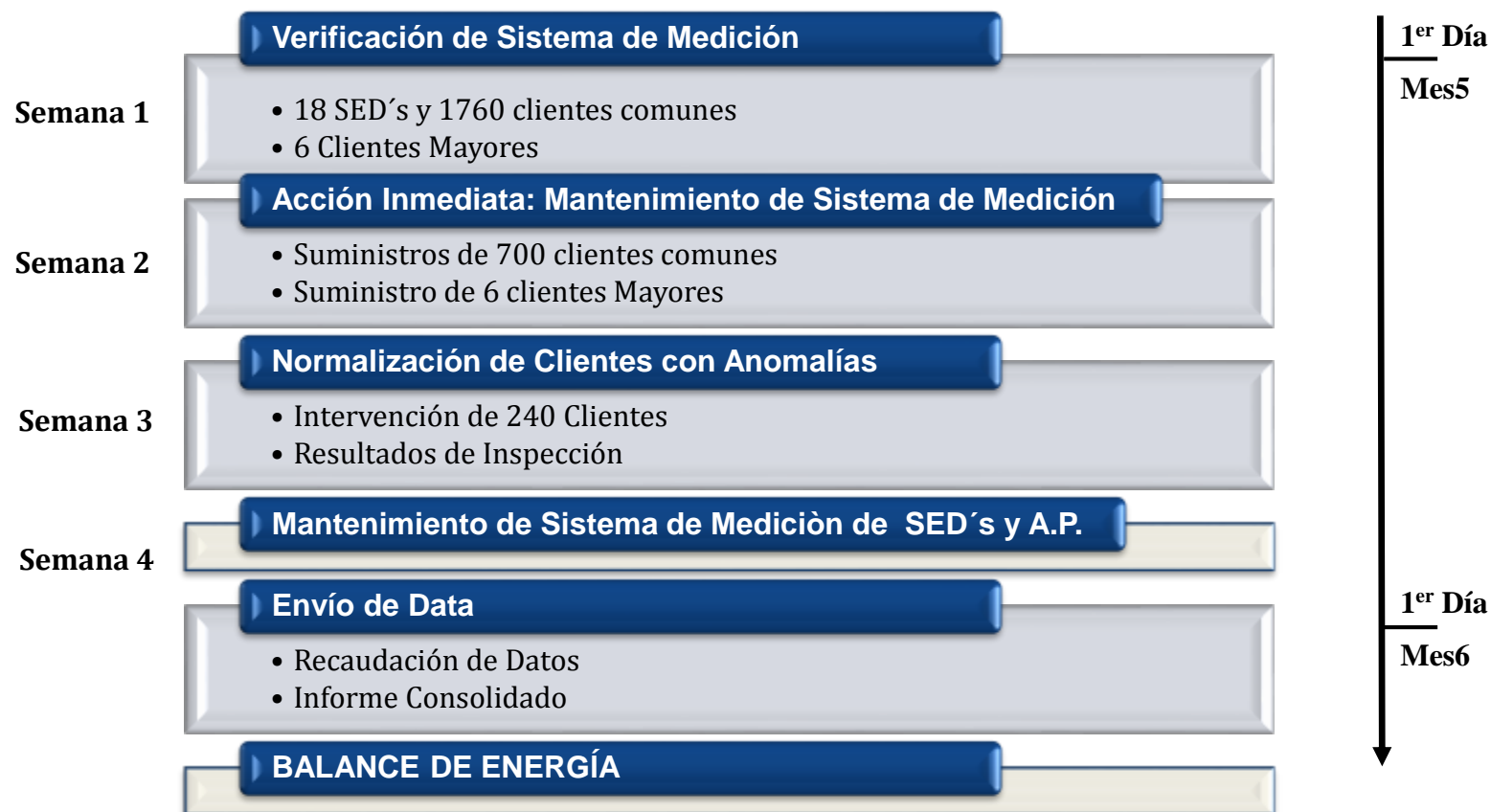
4.3.4.- MES N°04

Cuadro 10: Cronograma de actividades Mes N°04



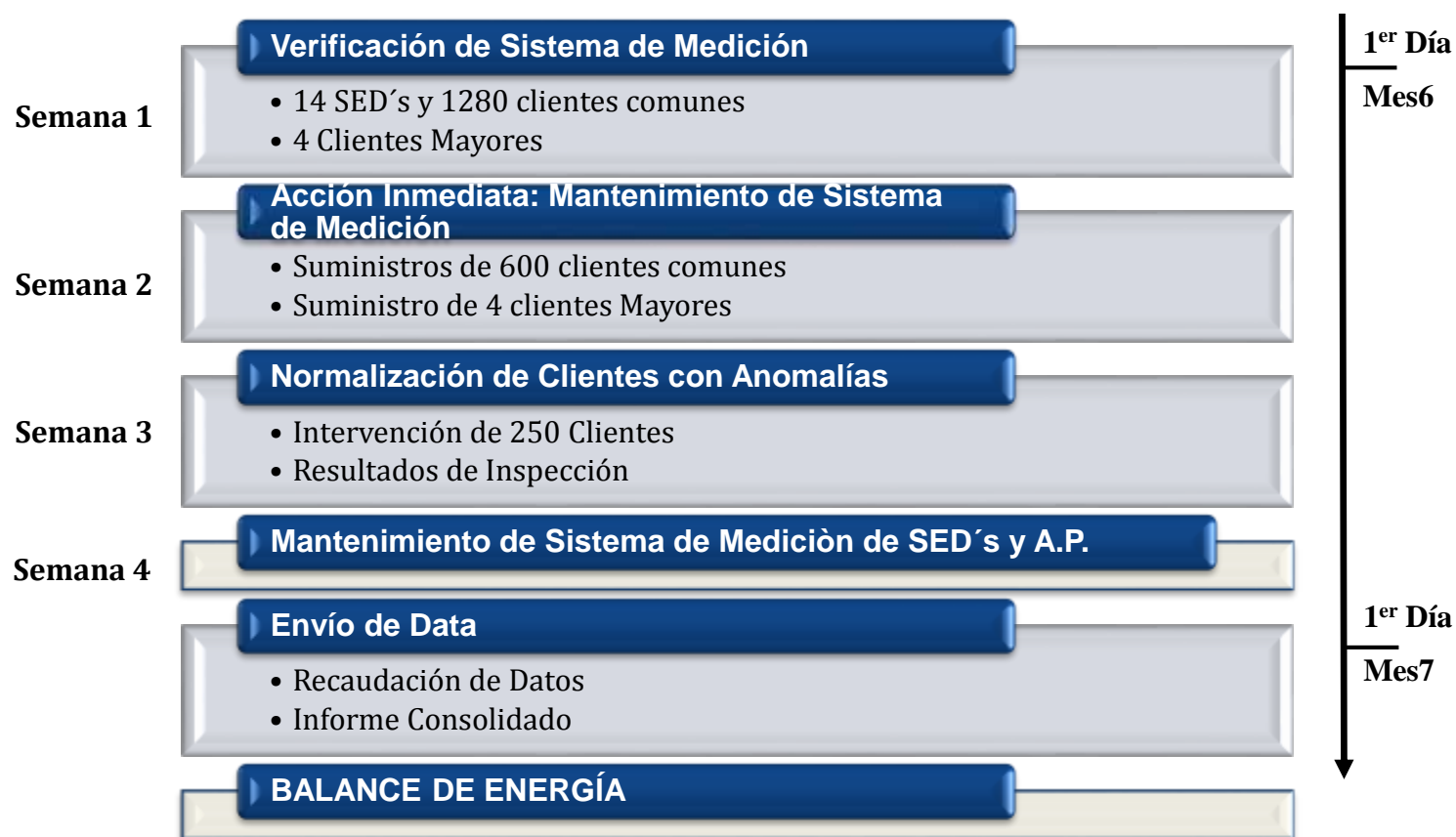
4.3.5.- MES N°05

Cuadro 11: Cronograma de actividades Mes N°05



4.3.6.- MES N°06

Cuadro 12: Cronograma de actividades Mes N°06



4.4.- COSTO DEL PROGRAMA

4.4.1.- COSTO MES N°01

Cuadro 13: Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°01

ACTIVIDADES	Precio Unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Cientes comunes	S/. 8.50	1760	S/. 14,960.00
Cientes Mayores	S/. 43.50	6	S/. 261.00
SED's y A.P.	S/. 60.80	18	S/. 1,094.40
TOTAL			S/. 16,315.40

Cuadro 14: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°01

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Suministros Clientes Comunes			
Instalación y/o cambio de Medidor	S/. 23.40	700	S/. 16,380.00
Cambio de Caja de Medición	S/. 21.30	700	S/. 14,910.00
Cambio de Empalme en BT Aéreo	S/. 16.50	700	S/. 11,550.00
Subtotal			S/. 42,840.00
Suministros Clientes Mayores			
Instalación y/o cambio de Medidor Multifuncional	S/. 68.40	6	S/. 410.40
Cambio de Trafomix o Transformador	S/. 215.70	6	S/. 1,294.20
Subtotal			S/. 1,704.60
TOTAL			S/. 44,544.60

Cuadro 15: Costo Intervención a Clientes Por Hurto de Energía del Mes N°01

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Intervención por hurto de Energía	S/. 14.60	240	S/. 3,504.00

Cuadro 16: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°01

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total con I.G.V.
Mantenimiento de sistema de Medición de SED's	S/. 30.20	18	S/. 543.60
Mantenimiento de sistema de Medición de A.P.	S/. 38.50	18	S/. 693.00
TOTAL			S/. 1,236.60

Cuadro 17: Costo Total de Actividades del Mes N°01

ACTIVIDADES	Precio Total con I.G.V.
Verificación de Sistema de Medición	S/. 16,315.40
Mantenimiento de Sistema de Medición	S/. 44,544.60
Normalización de clientes con anomalías	S/. 3,504.00
Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P.	S/. 1,236.60
Total del Mes N°01	S/. 65,600.60

4.4.2.- COSTO MES N°02

Cuadro 18: Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°02

ACTIVIDADES	Precio Unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Cientes comunes	S/. 8.50	1760	S/. 14,960.00
Cientes Mayores	S/. 43.50	6	S/. 261.00
SED's y A.P.	S/. 60.80	18	S/. 1,094.40
TOTAL			S/. 16,315.40

Cuadro 19: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°02

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Suministros Clientes Comunes			
Instalación y/o cambio de Medidor	S/. 23.40	700	S/. 16,380.00
Cambio de Caja de Medición	S/. 21.30	700	S/. 14,910.00
Cambio de Empalme en BT Aéreo	S/. 16.50	700	S/. 11,550.00
Subtotal			S/. 42,840.00
Suministros Clientes Mayores			
Instalación y/o cambio de Medidor Multifuncional	S/. 68.40	6	S/. 410.40
Cambio de Trafomix o Transformador	S/. 215.70	6	S/. 1,294.20
Subtotal			S/. 1,704.60
TOTAL			S/. 44,544.60

Cuadro 20: Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°02

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Intervención por hurto de Energía	S/. 14.60	240	S/. 3,504.00

Cuadro 21: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°02

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total con I.G.V.
Mantenimiento de sistema de Medición de SED's	S/. 30.20	18	S/. 543.60
Mantenimiento de sistema de Medición de A.P.	S/. 38.50	18	S/. 693.00
TOTAL			S/. 1,236.60

Cuadro 22: Costo Total de Actividades del Mes N°02

ACTIVIDADES	Precio Total con I.G.V.
Verificación de Sistema de Medición	S/. 16,315.40
Mantenimiento de Sistema de Medición	S/. 44,544.60
Normalización de clientes con anomalías	S/. 3,504.00
Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P.	S/. 1,236.60
Total del Mes N°02	S/. 65,600.60

4.4.3.- COSTO MES N°03

Cuadro 23: Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°03

ACTIVIDADES	Precio Unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Clientes comunes	S/. 8.50	1760	S/. 14,960.00
Clientes Mayores	S/. 43.50	6	S/. 261.00
SED's y A.P.	S/. 60.80	18	S/. 1,094.40
TOTAL			S/. 16,315.40

Cuadro 24: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°03

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Suministros Clientes Comunes			
Instalación y/o cambio de Medidor	S/. 23.40	700	S/. 16,380.00
Cambio de Caja de Medición	S/. 21.30	700	S/. 14,910.00
Cambio de Empalme en BT Aéreo	S/. 16.50	700	S/. 11,550.00
Subtotal			S/. 42,840.00

Suministros Clientes Mayores			
Instalación y/o cambio de Medidor Multifuncional	S/. 68.40	6	S/. 410.40
Cambio de Trafomix o Transformador	S/. 215.70	6	S/. 1,294.20
Subtotal			S/. 1,704.60
TOTAL			S/. 44,544.60

Cuadro 25: Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°03

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Intervención por hurto de Energía	S/. 14.60	240	S/. 3,504.00

Cuadro 26: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°03

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total con I.G.V.
Mantenimiento de sistema de Medición de SED's	S/. 30.20	18	S/. 543.60
Mantenimiento de sistema de Medición de A.P.	S/. 38.50	18	S/. 693.00
TOTAL			S/. 1,236.60

Cuadro 27: Costo Total de Actividades del Mes N°03

ACTIVIDADES	Precio Total con I.G.V.
Verificación de Sistema de Medición	S/. 16,315.40
Mantenimiento de Sistema de Medición	S/. 44,544.60
Normalización de clientes con anomalías	S/. 3,504.00
Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P.	S/. 1,236.60
Total del Mes N°03	S/. 65,600.60

4.4.4.- COSTO MES N°04

Cuadro 28: Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°04

ACTIVIDADES	Precio Unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Cientes comunes	S/. 8.50	1280	S/. 14,960.00
Cientes Mayores	S/. 43.50	4	S/. 261.00
SED's y A.P.	S/. 60.80	14	S/. 1,094.40
TOTAL			S/. 16,315.40

Cuadro 29: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°04

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Suministros Clientes Comunes			
Instalación y/o cambio de Medidor	S/. 23.40	600	S/. 14,040.00
Cambio de Caja de Medición	S/. 21.30	600	S/. 12,780.00
Cambio de Empalme en BT Aéreo	S/. 16.50	600	S/. 9,900.00
Subtotal			S/. 36,720.00
Suministros Clientes Mayores			
Instalación y/o cambio de Medidor Multifuncional	S/. 68.40	4	S/. 273.60
Cambio de Trafomix o Transformador	S/. 215.70	4	S/. 862.80
Subtotal			S/. 1,136.40
TOTAL			S/. 37,856.40

Cuadro 30: Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°04

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Intervención por hurto de Energía	S/. 14.60	250	S/. 3,650.00

Cuadro 31: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°04

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total con I.G.V.
Mantenimiento de sistema de Medición de SED's	S/. 30.20	14	S/. 422.80
Mantenimiento de sistema de Medición de A.P.	S/. 38.50	14	S/. 539.00
TOTAL			S/. 961.80

Cuadro 32: Costo Total de Actividades del Mes N°04

ACTIVIDADES	Precio Total con I.G.V.
Verificación de Sistema de Medición	S/. 16,315.40
Mantenimiento de Sistema de Medición	S/. 37,856.40
Normalización de clientes con anomalías	S/. 3,650.00
Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P.	S/. 961.80
Total del Mes N°04	S/. 58,783.60

4.4.5.- COSTO MES N°05

Cuadro 33: Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°05

ACTIVIDADES	Precio Unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Cientes comunes	S/. 8.50	1760	S/. 14,960.00
Cientes Mayores	S/. 43.50	6	S/. 261.00
SED's y A.P.	S/. 60.80	18	S/. 1,094.40
TOTAL			S/. 16,315.40

Cuadro 34: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°05

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Suministros Clientes Comunes			
Instalación y/o cambio de Medidor	S/. 23.40	700	S/. 16,380.00
Cambio de Caja de Medición	S/. 21.30	700	S/. 14,910.00
Cambio de Empalme en BT Aéreo	S/. 16.50	700	S/. 11,550.00
Subtotal			S/. 42,840.00
Suministros Clientes Mayores			
Instalación y/o cambio de Medidor Multifuncional	S/. 68.40	6	S/. 410.40
Cambio de Trafomix o Transformador	S/. 215.70	6	S/. 1,294.20
Subtotal			S/. 1,704.60
TOTAL			S/. 44,544.60

Cuadro 35: Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°05

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Intervención por hurto de Energía	S/. 14.60	240	S/. 3,504.00

Cuadro 36: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°05

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total con I.G.V.
Mantenimiento de sistema de Medición de SED's	S/. 30.20	18	S/. 543.60
Mantenimiento de sistema de Medición de A.P.	S/. 38.50	18	S/. 693.00
TOTAL			S/. 1,236.60

Cuadro 37: Costo Total de Actividades del Mes N°05

ACTIVIDADES	Precio Total con I.G.V.
Verificación de Sistema de Medición	S/. 16,315.40
Mantenimiento de Sistema de Medición	S/. 44,544.60
Normalización de clientes con anomalías	S/. 3,504.00
Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P.	S/. 1,236.60
Total del Mes N°05	S/. 65,600.60

4.4.6.- COSTO MES N°06

Cuadro 38: Costo Verificación de Sistema de Medición del Mes N°06

ACTIVIDADES	Precio Unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Cientes comunes	S/. 8.50	1280	S/. 14,960.00
Cientes Mayores	S/. 43.50	4	S/. 261.00
SED's y A.P.	S/. 60.80	14	S/. 1,094.40
TOTAL			S/. 16,315.40

Cuadro 39: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición del Mes N°06

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Suministros Clientes Comunes			
Instalación y/o cambio de Medidor	S/. 23.40	600	S/. 14,040.00
Cambio de Caja de Medición	S/. 21.30	600	S/. 12,780.00
Cambio de Empalme en BT Aéreo	S/. 16.50	600	S/. 9,900.00
Subtotal			S/. 36,720.00
Suministros Clientes Mayores			
Instalación y/o cambio de Medidor Multifuncional	S/. 68.40	4	S/. 273.60
Cambio de Trafomix o Transformador	S/. 215.70	4	S/. 862.80
Subtotal			S/. 1,136.40
TOTAL			S/. 37,856.40

Cuadro 40: Costo Intervención a Clientes Hurtadores del Mes N°06

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total
Intervención por hurto de Energía	S/. 14.60	250	S/. 3,650.00

Cuadro 41: Costo Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P. Mes N°06

ACTIVIDADES	Precio unitario con I.G.V.	Cantidad	Precio Total con I.G.V.
Mantenimiento de sistema de Medición de SED's	S/. 30.20	14	S/. 422.80
Mantenimiento de sistema de Medición de A.P.	S/. 38.50	14	S/. 539.00
TOTAL			S/. 961.80

Cuadro 42: Costo Total de Actividades del Mes N°06

ACTIVIDADES	Precio Total con I.G.V.
Verificación de Sistema de Medición	S/. 16,315.40
Mantenimiento de Sistema de Medición	S/. 37,856.40
Normalización de clientes con anomalías	S/. 3,650.00
Mantenimiento de Sistema de Medición de SED's y A.P.	S/. 961.80
Total del Mes N°06	S/. 58,783.60

4.4.7.- COSTO TOTAL DEL PROGRAMA

Cuadro 43: Costo Total del Programa

MES	COSTO TOTAL
MES1	S/. 65,600.60
MES2	S/. 65,600.60
MES3	S/. 65,600.60
MES4	S/. 58,783.60
MES5	S/. 65,600.60
MES6	S/. 58,783.60
TOTAL	S/. 379,969.60

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

El estudio de pérdidas energía en una empresa de distribución es de suma importancia para la optimización del sistema eléctrico a fin de mejorar la eficiencia e incrementar sus ingresos.

Una vez realizado el proyecto se puede concluir que:

- Al comparar el índice de pérdidas encontrado al inicio y la significativa reducción en las pérdidas luego de implementar este programa, se puede concluir que el modelo es válido como herramienta para proporcionar un sistema de actividades para análisis, control y reducción de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en el sistema eléctrico de Electronoroeste.

A continuación, se observan los resultados obtenidos en dos meses:

JUNIO 2018			
Distribución	Venta	Pérdida kWh	Pérdida %
2,040,254.89	1,785,206.69	255,048.20	10.50%

JULIO 2018			
Distribución	Venta	Pérdida kWh	Pérdida %
2,003,972.45	1,774,604.05	229,368.40	9.45%

- Se realizó el diagnóstico y se obtuvo el resultado de pérdidas de energía en los meses donde hubo ausencia de programas

de control en la unidad, con el fin de poder obtener las posibles soluciones para su abatimiento.

- Mediante el Balance de Energía en el proceso de Macromedición y Micromedición se pudo ubicar las áreas más críticas en la Unidad, con el fin de poder escoger actividades que nos permita obtener una medición correcta y una base de datos confiables.
- La reducción de pérdidas no técnicas incide en forma directa en el mejoramiento de la calidad y eficiencia de los sistemas administrativos de la empresa y a su vez la eficacia técnica para el control del incremento de pérdidas no técnicas en el área social.
- Uno de los problemas principales para el incremento de pérdidas no técnicas es la facilidad para el hurto o fraude de energía, debido a la vulnerabilidad de las instalaciones, el nivel socio cultural de la población y falta de presencia de personal de la empresa en la calle, lo que genera que los usuarios manipulen las redes, instalaciones y medidores, así como también la reincidencia de usuarios con fraude, esto debido a que no se tiene un programa de seguimiento post intervención a suministros con fraude.

5.2.- RECOMENDACIONES

- Se recomienda que para todo plan o programa de control de pérdidas energéticas se debe realizar un análisis con los datos reales obtenidos en campo.
- Es indispensable realizar una retroalimentación del programa sistemático de actividades con el fin de obtener confiabilidad en los procesos y se puedan realizar mejoras.
- Para obtener un balance energético confiable, es necesario tener implementado el GIS Comercial.
- Programar y realizar las inspecciones a conexiones (caídas drásticas, consumos cero, observaciones de toma de lectura, etc.) de la cartera menor y mayor; mediante la consistencia y verificación en campo de lecturas y conexiones eléctricas, evitando de esta manera la existencia de pérdidas administrativas (errores de lectura, facturación o medición), así como con la intervención de conexiones fraudulentas; aplicando la norma de recupero y reintegros de energía según corresponda.
- Efectuar un mantenimiento sostenido de los sistemas de medición en SED y en suministros, a fin de garantizar el registro

real del consumo de energía eléctrica, aumentando la confiabilidad de la información para la realización de los balances de energía por SED, para mejorar la efectividad de los trabajos de control de pérdidas.

- Efectuar actividades disuasivas contra el hurto potencial de energía, mediante campañas mediáticas de difusión de los hurtos encontrados, sus consecuencias y las sanciones aplicables según la normatividad vigente.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Boltom M, “Medición y pruebas eléctricas y electrónicas” Editorial Limusa, 1992.
- Parra Estrella E., Borrero Víctor y Céspedes Renato. “Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas”, Organización Latinoamericana de Energía. Bogotá – Colombia, Septiembre de 1996.
- CONELEC, “Estadísticas de Pérdidas de Energía y Recaudación”, Taller Planrep, Manta 2010.
- BID. (2016). Banco Mundial; Indicadores del desarrollo mundial. Obtenido de <http://www.bancomundial.org/>
- Cacuango Alba, E. P. (2009). Análisis Costo Beneficio de los Proyectos Implementados por la Unidad de Control de Pérdidas Comerciales de la Empresa Eléctrica Quito S.A. Tesis de Pregrado, Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, Quito.

- Cañar Olmedo, S. P. (2007). Cálculo Detallado de Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución Aplicado al Alimentador Perteneiente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. Tesis de Pregrado, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador.
- Castillo, E. P. (2013). Aplicación modelo DAP para Análisis y Planeamiento de Sistemas de Distribución. Metodología Software Modelo DAP Hidrandina. Lima; Perú.
- Castillo, E., y Perez, Á. (2012). Diseño De Una Metodología Para la Reducción y Control de Pérdidas de Energía Utilizando Índices Sectorizados de Pérdidas en Alimentadores Primarios Para CNEL S.A. Regional El Oro. Tesis de pregrado, Universidad de Cuenca, Ecuador.
- Celaya Pino, J. G. (2004). Proyecto para el Abatimiento de Pérdidas No Técnicas de energía Eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad en Zona Tijuana. Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica, México.
- Celin Sisalima, J. H., y Rodríguez, M. X. (2011). Diagnóstico y propuesta de mejoras para el control y reducción de pérdidas no técnicas en el alimentador madero Vargas de la corporación Nacional de Electricidad el

Oro. Tesis de Pregrado, Universidad Técnica de Cotopaxi, Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Latacunga.

- Custodio Vásquez, E. W., y Obregón Maguiña, Z. F. (2005). *Estudio Técnico Económico Para la Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en Redes de Distribución en la Unidad de Negocios Chimbote Hidrandina S.A.* Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Santa, Chimbote.
- Dammert Lira, A., Molinelli, A. F., y Carbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano* (Primera ed.). Lima - Perú.
- GART. (2014). *Anuario estadístico 2014*. OSINERGMIN. Perú: Biblioteca Nacional del Perú.
- GART. (Octubre - 2013). *Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos 2013 - 2017*. Informe N° 0432-2013-GART, OSINERGMIN, División de Distribución Eléctrica, Lima - Perú.
- Gonzáles Cáceres, J. (2009). *Asistencia Técnica Para Reducción de Pérdidas en Redes de Distribución de Nicaragua*. Proyecto apoyo a la integración y desarrollo energético de Centro América, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Oficina Subregional para Centro América.


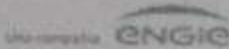
ANEXOS

ANEXO 01. Orden de trabajo

ORDEN DE TRABAJO N° GCO- -2013											
ÁREA :				CONTRATISTA:				FECHA:			
TIPO DE TRABAJO:	MANTENIMIENTO		INSPECCION		SANEAMIENTO		TOMA DE LECTURA		MEDICION		
FECHA DE INICIO:				FECHA DE FIN:							
LUGAR DE TRABAJO:											
DETALLAR TRABAJOS A EJECUTAR											
SUPERVISOR DE CONTRATISTA/RESPONSABLE DE CUADRILLA						CHARLA DE 05 MINUTOS					
						TEMA:					
PERSONAL TÉCNICO INTEGRANTES DEL EQUIPO DE TRABAJO						FIRMA					
1						IMPLEMENTOS Y HERRAMIENTAS					
2						Inspección antes de la Actividad (Resp. de grupo)					
3						1 2 3 4 5 6 7 8 9 10					
4						Ropa de trabajo					
5						Casco de Seguridad					
6						Zapatos Dieléctricos					
7						Guantes de cuero					
8						Guantes Dieléctricos 00					
9						Sobreguantes de cuero					
10						Lentes Protectores					
						Pantalla Facial					
						Cinturones de Seguridad					
OBSERVACION:						Arnés					
						Soga de auxilio					
						Pasos de Soga Nylon					
						Alicate Universal, Corte, Pinza					
						Destornillador Plano, Estrella					
						Llave Francesa 8", 10", 12"					
						Cuchilla de Electricista					
						Otros(.....)					
RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD						RIESGOS POTENCIALES DE LA ACTIVIDAD					
1. Revisión de Equipos de protección personal						3. Realizar Charla de 05 Minutos antes de la actividad a desarrollar					
2. Revisión de Implementos protección personal						4. Verificar procedimiento antes de iniciar los trabajos					
						1. Caída de poste por deterioro					
						3. Electrocuación y quemaduras					
						2. Caída a diferente nivel					
						4. Atropellamiento y daños a terceros					
USAR CASCO (CON BARBIQUEJO PARA TRABAJO DE ALTURA), CINTURON DE SEGURIDAD, ARNÉS, GUANTES DIELECTRICOS Y SOBRE GUANTES, USAR LENTES PROTECTORES Y SEÑALIZAR LA ZONA DE TRABAJO.											
_____ SUPERVISOR						_____ JEFE DE ÁREA					

Los datos de carácter personal que se recopilan en esta web de acuerdo a la L.O.E. Derivado del Nº 38544-AE del 30 de Mayo del 2010 y del Nº 172 del 2010, en base de los requisitos se requiere el pago de un costo para la denuncia respectiva para brindar más información y protección al consumidor. Se requiere en las oficinas de ELECOTROMPROCESO S.A. en los horarios de atención al cliente: Lunes a Viernes de 9 a 17 p.m. y 2:00 a 6:00 p.m.

ANEXO 03. CONSTANCIA DE AVISO PREVIO DE INTERVENCIÓN

				
CONSTANCIA DE AVISO PREVIO DE INTERVENCIÓN				
FECHA DE NOTIFICACIÓN <table border="1" style="display: inline-table; width: 150px; height: 20px; vertical-align: middle;"><tr><td style="width: 33%;"></td><td style="width: 33%;"></td><td style="width: 33%;"></td></tr></table>				
Suministro N°	_____			
Titular	_____			
Dirección del Predio	_____			
- En cumplimiento de las disposiciones en:				
El Artículo 171 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. N° 009-93-EM	<table border="1" style="width: 80px; height: 20px;"></table>			
El Numeral 7.1 de la Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica"	<table border="1" style="width: 80px; height: 20px;"></table>			
- Hacemos de su conocimiento que nuestra empresa ha considerado necesario efectuar lo siguiente:				
- Evaluación general de la conexión eléctrica	<table border="1" style="width: 80px; height: 20px;"></table>			
- Evaluación general del sistema de medición	<table border="1" style="width: 80px; height: 20px;"></table>			
La misma que se realizará				
- Fecha	<table border="1" style="width: 150px; height: 20px;"></table>			
- Hora	<table border="1" style="width: 150px; height: 20px;"></table>			
Siendo esto así, le agradeceremos brindar las facilidades del caso a nuestro personal que ejecutará dichas actividades, no sin antes informarse que Usted podrá estar presente durante la ejecución de dicha evaluación.				
Atentamente,				
_____ Personal Contratista al Servicio de ENOSA				
Apellidos y Nombres:				
DNI:				
IMPORTANTE: Para mayor información agradeceremos acercarse a nuestras oficinas ubicadas en Calle Callao N° 875, en el centro de Piura u otras direcciones de nuestras Unidades de Negocio, que se indican en el dorso del recibo, donde le brindaremos la información complementaria en caso considere conveniente.				
CARGO DE RECEPCIÓN				
Nombre y Apellidos: _____				
DNI: _____				
Relación con el Titular: _____				
Fecha de Recepción: _____				
Hora de Recepción: _____				
IMPORTANTE: Firmar sólo si este aviso se realiza antes de la inspección				
FIRMA				

[illegible]