

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO
TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 – 7ma. SUR, DE LA
EMPRESA HIDRANDINA S.A. – CHIMBOTE”**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA

AUTORES:

**Bach. MOISÉS CASTRO LUERA
Bach. EDGARDO RAFAEL FLORIAN REYES**

ASESOR:

Mg. ROBERT GUEVARA CHINCHAYÁN

NUEVO CHIMBOTE - PERU

2016

DEDICATORIA

A mis Padres Eulogio y Benedicta, por el apoyo y confianza que siempre me brindaron.

A mis hermanos Rolando, Toribio, José, María y Vilma, por al apoyo desinteresado.

A mi sobrina(o) Fiorella, Matías, José y Jhon, que siempre serán la motivación para superarme en mi vida profesional.

A todas las personas que de una u otra manera me han apoyado para culminar con esta etapa de mi vida.

Moisés Castro L.

DEDICATORIA

*Dedicado a mis queridos padres Isabel y
Félix por su apoyo incondicional.*

*A mí Amada esposa Gladys y mi hijo
Valentino por ser quienes me alientan
diariamente.*

Edgardo Florián R.

AGRADECIMIENTO

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

A todos los docentes de la Universidad Nacional del Santa y en especial a los docentes de la Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía por sus conocimientos impartidos.

Agradecer a todo el personal que labora en la empresa Hidrandina S.A. Unidad de Negocios Chimbote, por permitirnos cumplir con nuestro objetivo, facilitando la información necesaria y al personal del área de Control Comercial por el apoyo y todo el conocimiento adquirido.

Por último a nuestro asesor Ing. Robert Guevara Chinchayán, por su orientación profesional incondicional en el desarrollo y culminación de la presente Tesis.

Muchas gracias a nuestros amigos por su comprensión y apoyo... GRACIAS

INDICE

CAPÍTULO I	18
INTRODUCCIÓN	18
1.1 ANTECEDENTES.....	19
1.2 REALIDAD PROBLEMATICA	24
1.2.1 A NIVEL INTERNACIONAL.....	24
1.2.2 A NIVEL NACIONAL	32
1.2.3 A NIVEL LOCAL.....	36
1.3 JUSTIFICACIÓN	38
1.4 HIPOTESIS	39
1.5 OBJETIVOS	39
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	39
1.5.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	39
CAPÍTULO II	40
MARCO TEÓRICO	40
2.1 ASPECTOS GENERALES	41
2.2 SECTOR ELECTRICO DEL PERU	42
2.2.1 MARCO REGULATORIO	42
2.2.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	45
2.2.3 ORGANIZACION DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	46
2.2.4 INFRAESTRUCTURA Y MERCADO.....	47
2.3 BALANCE ENERGÉTICO	57
2.4 DIAGNÓSTICO INTEGRAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	58
2.5 INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	58
2.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA	60
2.6.1 ORIGEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	61
2.6.2 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	62
2.6.3 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	64
2.6.4 RELACIÓN ENTRE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS FINANCIERAS.....	67
2.6.5 METODO DE ESTIMACIÓN Y DESAGREGACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	68
2.7 SISTEMA ELÉCTRICO DE HIDRANDINA.....	70
2.7.1 DESCRIPCION DE LA EMPRESA	70
2.7.2 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA	71
2.7.3 AREA DE CONCESION.....	73
2.7.4 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA	76

2.7.5	OBJETIVOS INSTITUCIONALES	77
2.7.6	POLITICAS DEL SISTEMA INTEGRADO DE GESTION	78
2.7.7	MISION.....	79
2.7.8	VISION.....	79
2.7.9	VALORES.....	79
2.8	DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	80
2.8.1	SISTEMA DE TRANSMISION.....	80
2.8.2	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (SET)	82
2.8.3	ALIMENTADOR DE MEDIA TENSION (AMT)	82
2.8.4	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCION (SED)	83
2.8.5	INSTALACION DE ALUMBRADO PÚBLICO	85
2.8.6	SUMINISTROS Y CONEXIONES DOMICILIARIAS.....	86
2.9	BALANCE ENERGETICO UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	87
2.10	EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELECTRICA	89
CAPÍTULO III.....		90
ESQUEMA METODOLÓGICO		90
3.1	DISEÑO DE METODOLOGÍA	91
3.2	PROCEDIMIENTOS.....	92
3.2.1	SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	92
3.2.2	BALANCE TOTAL DE ENERGÍA	92
3.2.3	ESTIMACION DE LA DEMANDA	93
3.2.4	CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS	94
3.2.5	ESTIMACION DE ENERGÍA SUMINISTRADA.....	94
3.2.6	CÁLCULO DE ENERGÍA FACTURADA	95
3.3	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	96
3.4	MÉTODOS DE ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	97
3.4.1	METODO DE ESTIMACION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS POR FLUJO DE CARGA.....	98
3.5	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCION	101
3.5.1	MÉTODOS DE FLUJOS DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	103
3.5.2	INFORMACIÓN BÁSICA REQUERIDA PARA EL ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA Y PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA	104
3.6	ESTIMACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA	105
3.7	CÁLCULO DE FLUJO DE CARGA.....	108
3.8	CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA.....	110
3.9	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	112
3.9.1	CAUSALES DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	112
3.9.2	ESTIMACION DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	112

3.10	DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS	113
3.10.1	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	113
3.10.2	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	113
3.11	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS	113
3.12	ANÁLISIS ESTADÍSTICO	114
3.12.1	ENFOQUE CUANTITATIVO.....	114
3.12.2	SELECCIÓN DE LA MUESTRA	115
CAPÍTULO IV.....		117
CÁLCULO ANÁLISIS Y DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....		117
4.1	SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR	118
4.2	DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR	118
4.2.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	119
4.2.2	TIPOS DE CLIENTES	121
4.3	BALANCE ENERGÉTICO INICIAL.....	122
4.3.1	ENERGÍA DISTRIBUIDA.....	123
4.3.2	ENERGÍA FACTURADA.....	123
4.3.3	ENERGÍA CONSUMIDA EN ALUMBRADO PÚBLICO	124
4.3.4	CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	125
4.3.5	DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	130
4.4	METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	133
4.5	RESULTADOS DE LA INSPECCIONES Y ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA. SUR”	134
4.5.1	VULNERACIONES	134
4.5.2	CONEXIÓN DIRECTA.....	135
4.5.3	CLANDESTINOS.....	136
4.5.4	ERROR EN EL SISTEMA DE MEDICION	137
4.5.5	ERROR EN EL PROCESO DE FACTURACION	137
4.5.6	ALUMBRADO PÚBLICO	138
4.6	RESUMEN DE LAS INSPECCIONES EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA. SUR”	138
4.6.1	RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA. SUR”	141
CAPÍTULO V.....		142
PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA SUR”		142
5.1	BASE LEGAL ESPECÍFICA.....	143
5.1.1	MARCO LEGAL RESPECTO A LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	143
5.2	BALANCE ENERGÉTICO	146

5.2.1	<i>ENERGÍA DISPONIBLE</i>	146
5.2.2	<i>ENERGÍA FACTURADA</i>	146
5.2.3	<i>ENERGÍA DE PÉRDIDAS</i>	147
5.3	ESTRUCTURA DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS	148
5.3.1	<i>ESTRATEGIA PARA REDUCIR PÉRDIDAS NO TÉCNICAS</i>	150
5.3.2	<i>BENEFICIOS EN LA OPTIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS</i>	154
5.4	OBJETIVO DE REDUCIR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	155
5.5	ACCIONES PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	156
5.5.1	<i>GESTIÓN DE LAS PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS</i>	157
5.5.2	<i>INSPECCION O INTERVENCION DE CLIENTES QUE COMETEN FRAUDE O HURTO</i>	158
5.5.3	<i>REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS</i>	160
5.5.4	<i>INSPECCIÓN A SUMINISTROS OBSERVADOS</i>	161
5.5.5	<i>OPERATIVOS ANTICLANDESTINAJE</i>	161
5.5.6	<i>REMODELACIÓN PARCIAL DE REDES DE BAJA TENSIÓN</i>	161
5.5.7	<i>PROYECTOS DE INVERSIÓN</i>	162
5.6	ETAPAS DEL PROGRAMA DE REDUCCION Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	162
5.7	LISTA DE ACTIVIDADES	163
5.8	EVALUACIÓN ECONÓMICA	166
5.8.1	<i>INSPECCIÓN A USUARIOS QUE COMETEN FRAUDE</i>	166
5.8.2	<i>INSTALACION DE SUMINISTROS PROVISIONAL</i>	169
5.8.3	<i>OPERATIVO ANTICLANDESTINAJE</i>	170
5.8.4	<i>REGISTRO DE ALUMBRADO PÚBLICO</i>	171
5.9	COSTO ECONÓMICO.....	171
5.10	IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032	172
5.10.1	<i>METAS DEL PROGRAMA</i>	172
5.10.2	<i>PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS</i>	173
5.10.3	<i>PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN</i>	174
5.10.4	<i>FACTORES QUE DEBEN CUMPLIRSE PARA EL LOGRO DE LAS METAS</i>	175
5.11	RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032	177
5.11.1	<i>ACCIONES REALIZADAS</i>	179
5.11.2	<i>CUMPLIMIENTO DE LA META PROYECTADO</i>	183
5.11.3	<i>FACTORES QUE INFLUYEN EN EL INCUMPLIMIENTO DE LA META PROYECTADO</i>	186
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	189
	BIBLIOGRAFIA	194
	ANEXOS	197

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS REALES Y SEGÚN GART EN DISTRIBUCIÓN A NIVEL HIDRANDINA	23
FIGURA 2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN A NIVEL INTERNACIONAL AÑO 2012.	26
FIGURA 3. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA AÑO 2012.	28
FIGURA 4. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL MUNDO POR REGIONES PARA EL PERIODO 2007-2011.....	29
FIGURA 5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE AÑO 2012.	31
FIGURA 6. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN EN PERÚ.	32
FIGURA 7. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA DISTRIBUIDORA – 2014.....	33
FIGURA 8. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN POR EMPRESAS ELÉCTRICAS I TRIMESTRE 2015.	35
FIGURA 9. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN, ENERGÍA DISTRIBUIDA Y FACTURADA A NIVEL HIDRANDINA	36
FIGURA 10. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTE A LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE.....	36
FIGURA 11. PÉRDIDAS REALES VS. PÉRDIDAS RECONOCIDA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE 2014.	37
FIGURA 12. COMPOSICIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	47
FIGURA 13. ESQUEMA DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL PERÚ	49
FIGURA 14. CENTRALES ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN MAYORES DE 18 MW.....	52
FIGURA 15. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL	54
FIGURA 16. ZONAS DE CONCESIÓN OTORGADAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	56
FIGURA 17. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	65
FIGURA 18. PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN EN UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA.	67
FIGURA 19. ÁREA GEOGRÁFICA DE INFLUENCIA DE HIDRANDINA Y UNIDADES DE NEGOCIO.	75
FIGURA 20. ESTRUCTURA ORGÁNICA DE LA EMPRESA HIDRANDINA	76
FIGURA 21. OBJETIVOS INSTITUCIONALES DE LA EMPRESA HIDRANDINA.....	77
FIGURA 22. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELÉCTRICO CHIMBOTE – SANTA, UU.NN. CHIMBOTE	81
FIGURA 23. CANTIDAD DE SED POR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	84
FIGURA 24. CANTIDAD DE SED POR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	85
FIGURA 25. CANTIDAD DE LUMINARIAS POR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN UN CHIMBOTE.....	86
FIGURA 26. POTENCIA INSTALADA DE ALUMBRADO PÚBLICO POR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN UN CHIMBOTE	86
FIGURA 27. CANTIDAD DE SUMINISTROS ACTIVOS POR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN UN CHIMBOTE.....	87
FIGURA 28. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN – UN CHIMBOTE PERIODO 1995 – 2015	89
FIGURA 29. SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	91
FIGURA 30. DIVISIÓN POR NIVELES DE TENSIÓN.	100
FIGURA 31. REPRESENTACIÓN DE REDES MT.....	102
FIGURA 32. REPRESENTACIÓN DE REDES BT.....	102
FIGURA 33. DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN RADIAL	103
FIGURA 34. REPRESENTACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	106
FIGURA 35. REPORTE DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA	108
FIGURA 36. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES.	109

FIGURA 37. MAPEO DE REDES EN FUNCIÓN DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN.....	109
FIGURA 38. COBERTURA DEL ALIMENTADOR CHS032 “7MA. SUR”	120
FIGURA 39. CURVA DE CARGA - ABRIL 2015	122
FIGURA 40. DIAGRAMA DE FLUJO – PROCEDIMIENTO MÉTODO PRÁCTICO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MT.	126
FIGURA 41. DIAGRAMA DE FLUJO – PROCEDIMIENTO MÉTODO PRÁCTICO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BT.....	127
FIGURA 42. TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS ALIMENTADOR CHS032.....	131
FIGURA 43. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ENTREGADA AL ALIMENTADOR CHS032 “7MA SUR”	132
FIGURA 44. IRREGULARIDADES ENCONTRADAS EN EL AMT CHS032.....	139
FIGURA 45. VULNERACIONES ENCONTRADAS EN EL AMT CHS032.....	140
FIGURA 46. MODALIDADES DE HURTO.	140
FIGURA 47. RESUMEN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL AMT CHS032.	141
FIGURA 48. DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA SUR”	148
FIGURA 49. COMPONENTES DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS	149
FIGURA 50. MATRIZ DE OBJETIVOS ESPECÍFICOS Y LÍNEAS ESTRATÉGICAS DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.	150
FIGURA 51. LÍNEA DE CONTROL DE LA INFORMACIÓN	152
FIGURA 52. LÍNEA DE CONTROL DE CONSUMOS.	152
FIGURA 53. LÍNEA DE CONTROL DE CONEXIONES.....	153
FIGURA 54. LÍNEA DE CONTROL DE LA MEDICIÓN	153
FIGURA 55. CAJA PORTA MEDIDOR ANTIFRAUDE.....	160
FIGURA 56. ETAPAS DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	163
FIGURA 57. ESTRATEGIAS Y ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	165
FIGURA 58. PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS AMT CHS032 - 2015.....	173
FIGURA 59. PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN AMT CHS032 - 2015	174
FIGURA 60. PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN AMT CHS032 - 2015	175
FIGURA 61. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN PROYECTADAS Y EJECUTADAS - AMT CHS032	178
FIGURA 62. EVOLUCIÓN PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PROYECTADAS Y EJECUTADAS - AMT CHS032	179
FIGURA 63. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN kWh Y % EN LA SED CH2106	181
FIGURA 64. EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN kWh Y % EN LA SED CH2107	182

INDICE DE TABLAS

TABLA 1: EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS REALES Y SEGÚN GART EN DISTRIBUCIÓN A NIVEL HIDRANDINA	23
TABLA 2: EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN A NIVEL INTERNACIONAL.....	25
TABLA 3: EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA.....	27
TABLA 4: EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.....	30
TABLA 5: PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN POR EMPRESAS ELÉCTRICAS - AÑO 2014.	33
TABLA 6: PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN POR EMPRESAS ELÉCTRICAS - I TRIMESTRE 2015.	34
TABLA 7: PÉRDIDAS REALES VS. PÉRDIDAS RECONOCIDA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE 2014.....	37
TABLA 8: EMPRESAS ELÉCTRICAS REPRESENTATIVAS DEL PERÚ, A DICIEMBRE DEL 2012	50
TABLA 9: DATOS RELEVANTES DE LA EMPRESA HIDRANDINA AL MES DE DICIEMBRE 2014.....	74
TABLA 10: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE.	80
TABLA 11: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE.	82
TABLA 12: ALIMENTADORES POR CENTRO DE TRANSFORMACIÓN - UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	83
TABLA 13: CANTIDAD DE SED POR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN - UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	84
TABLA 14: PARQUE DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE	85
TABLA 15: BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE PERIODO 1995-2015.....	88
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR CHS032.....	119
TABLA 17: CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES POR EL TIPO DE TARIFA	121
TABLA 18: CANTIDAD DE CLIENTES POR RANGO DE CONSUMO AGRUPADO EN TARIFAS.....	121
TABLA 19: DEMANDAS MÁXIMAS MENSUALES.....	123
TABLA 20: TIPOS DE LUMINARIAS – ALIMENTADOR CHS032	124
TABLA 21: BALANCE ENERGÉTICO DEL ALIMENTADOR CHS032 “7MA SUR”	125
TABLA 22: PÉRDIDAS EN AISLADORES	128
TABLA 23: PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	128
TABLA 24: PÉRDIDAS TÉCNICAS EN MEDIA TENSIÓN.....	129
TABLA 25: PÉRDIDAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN	130
TABLA 26: PÉRDIDAS TÉCNICAS PARA EL PERÍODO DE ANÁLISIS ENERO – DICIEMBRE - 2014	131
TABLA 27: PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS	132
TABLA 28: PORCENTAJES DE CLIENTES POR RANGOS DE CONSUMO.....	133
TABLA 29: TAMAÑO DE LA MUESTRA POR RANGOS DE CONSUMO.....	134
TABLA 30: DETALLE DE LAS VULNERACIONES ENCONTRADAS	135
TABLA 31: ANÁLISIS DE SED CON HURTO MASIVO.	136
TABLA 32: CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO NO REGISTRADOS.....	138
TABLA 33: RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES EN EL ALIMENTADOR CHS032.....	139
TABLA 34: RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032	141
TABLA 35: PORCENTAJES Y FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS POR SECTOR TÍPICO	145
TABLA 36: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS ESTÁNDAR RECONOCIDAS POR OSINERGMIN.....	146

TABLA 37: RESUMEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA AMT CHS032	147
TABLA 38: COSTO DE INSPECCIÓN Y/O INTERVENCIÓN A SUMINISTROS CON FRAUDE	167
TABLA 39: RECUPEROS ESTIMADOS EN EL AMT CHS032 – TOTAL DE IRREGULARIDADES.	168
TABLA 40: RECUPEROS ESTIMADOS EN EL AMT CHS032 – IRREGULARIDADES QUE PROCEDEN.....	168
TABLA 41: CANTIDAD DE RECUPERO DE ENERGÍA EN MWh Y SOLES ESTIMADOS	169
TABLA 42: INVERSIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE SED PROVISIONALES.....	169
TABLA 43: ANÁLISIS ECONÓMICO – INSTALACIÓN DE SED PROVISIONALES.....	170
TABLA 44: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	171
TABLA 45: MATERIALES Y SERVICIOS PARA DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	172
TABLA 46: PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS AMT CHS032 - 2015	173
TABLA 47: PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN AMT CHS032 - 2015	174
TABLA 48: PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN PROYECTADAS Y EJECUTADAS - AMT CHS032.....	177
TABLA 49: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PROYECTADAS Y EJECUTADAS - AMT CHS032	178
TABLA 50: RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES A SUMINISTROS EN EL ALIMENTADOR CHS032 – 2015	180
TABLA 51: FACTURACIÓN POR CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO ANTES Y DESPUÉS DEL REGISTRO DE MEDIDORES – AMT CHS032.....	183
TABLA 52: INDICADOR DE PÉRDIDA NO TÉCNICA PROYECTADA POR TIPOS DE IRREGULARIDADES.	184
TABLA 53: INDICADOR DE PÉRDIDA NO TÉCNICA EJECUTADA Y CUMPLIMIENTO DE METAS.	184
TABLA 54: RESUMEN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA. SUR” – AÑO 2015.	185

RESUMEN

La presente tesis tiene como objetivo reducir las pérdidas no técnicas de energía a nivel estándar de 2,85 %, en el alimentador CHS032 “7ma Sur”, se implementó un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas, en base a cálculos, análisis, detección, identificación e intervención a las conexiones eléctricas defectuosas o manipuladas, que dan origen a estas pérdidas; en la Unidad de Negocios Chimbote, de la empresa Hidrandina S.A.; las actividades que involucran en este programa, están divididos en actividades de reducción y actividades de control de pérdidas.

Las técnicas e instrumentos de recolección de datos utilizados en la presente tesis, fue específicamente la observación y análisis de registros estadísticos; y medidores de energía eléctrica como equipos utilizados.

Se seleccionó el alimentador en media tensión con mayor porcentaje de pérdidas totales en distribución, estas pérdidas se desglosan, en pérdidas técnicas y no técnicas. El cálculo de pérdidas técnicas, se realizó utilizando el software DAP, una vez calculadas las pérdidas técnicas se obtienen las pérdidas no técnicas de energía. Se discriminó las pérdidas no técnicas, realizando la inspección a clientes, seleccionados mediante una muestra no probabilístico por cuotas, la discriminación de pérdidas no técnicas permitió desarrollar: estrategias, acciones y actividades de reducción y control planteadas en el programa.

El alimentador CHS032 cuenta con pérdidas totales en distribución de 16,30 %, los cálculos demostraron que las pérdidas técnicas se encuentran en 6,27 % y las no técnicas en 10,03 %, mediante la inspección a clientes se demostró que las pérdidas no técnicas se debe a vulneración, con un participación de 5,73 %, seguido de las conexiones clandestinas en 1,94 %, error en el proceso de facturación en 1,26 %, alumbrado público no registrado en 0,71 % y error en el sistema de medición en 0,18 %. En base a estos resultados se implementó un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas, logrando reducir en 1,49 % durante el periodo 2015, alcanzando un grado de cumplimiento de 21,03 %.

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

ABSTRACT

This thesis aims to reduce non-technical energy losses at the standard level of 2,85% in the feeder CHS032 "the 7th South", a program of reduction and control of non-technical losses was implemented, based on calculations, analysis, detection identification and intervention defective or manipulated electrical connections which give rise to these losses; Business Unit in Chimbote, company Hidrandina S.A .; the activities involved in this program are divided into activities of reduction and loss control activities.

The techniques and instruments used for data collection in this thesis, was specifically the observation and analysis of statistical records; and electricity meters as equipment used.

He was selected medium voltage feeder with the highest percentage of total distribution losses, these losses disintegrated in technical and non-technical losses. The calculation of technical losses, was performed using the DAP software, once calculated technical losses nontechnical power losses are obtained. non-technical losses were discriminated, customers performing inspection, selected by non probabilistic quota sample, discrimination against non-technical losses allowed the development: strategies, actions and reduction and control activities raised in the program.

The CHS032 feeder has total distribution losses of 16,30%, the calculations showed that technical losses are at 6,27% and non-technical in 10,03%, by inspecting clients showed that non-technical losses due to breach, a share of 5,73%, followed by clandestine connections in 1,94% error in the billing process by 1,26%, streetlights not registered at 0,71% and error in the measurement system at 0,18%. Based on these results a program of reduction and control of non-technical losses, achieving reduced by 1,49% over the 2015 period, reaching a level of compliance of 21,03% was implemented.

Keywords: Nontechnical power 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 dada 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 la empresa Hidrandina, unidad de negocios Chimbote, los mayores porcentajes de pérdidas totales en distribución se produce en el alimentador CHS032, denominada “7ma. Sur”, por lo cual, la presente tesis, plantea la ejecución de un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en dicho alimentador, basado en el resultado de los cálculos y análisis para la separación de la pérdidas en técnicas y no técnicas, así como también en la discriminación de las pérdidas no técnicas, los conocimiento y la experiencia de empresas nacionales y de otros países, así como la propia experiencia de los planes propuesto por empresa para este objetivo, permitirán ir reduciendo las pérdidas a niveles estándares reconocidas por OSINERGMIN, pero se requiere mayor compromiso e intensificar los esfuerzos de manera ordenada, para alcanzar los objetivos propuestos.

La ejecución del programa tiene como meta reducir las pérdidas no técnicas en 7,10 % a fin de alcanzar unas pérdidas de 2,93 % al finalizar el año; mediante una metodología de trabajo, a través del cual se desarrollan las estrategias, con acciones específicas que son materializadas en actividades, las cuales son evaluadas con el indicador de pérdidas.

Los resultados obtenidos de la aplicación de cuatro actividades propuesto en el programa, se logró reducir las pérdidas no técnicas en 1,49 %; alcanzando un grado de cumplimiento de 21,03 %

Finalmente la presente tesis se estructura de la siguiente forma:

El Capítulo I, se describe brevemente los antecedentes, realidad problemática a nivel internacional, nacional y local, la justificación del proyecto como los objetivos que se pretende alcanzar.

En el Capítulo II, consta de fundamento teórico, en donde se incluyen temas tales como: sector eléctrico en el Perú, balances energéticos, pérdidas de energía, sistema eléctrico de la empresa Hidrandina y la descripción del sistema eléctrico de unidad de negocios Chimbote.

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, encontramos el análisis y la discriminación de pérdidas de energía interpretación de los resultados de la inspección y estimación de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032.

En el Capítulo V, se describe la estructura del programa de reducción y control de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032, teniendo en cuenta la base legal específica, se detalla las estrategias y acciones para la reducción de pérdidas no técnicas, etapas del programa, se escribe también una lista de actividades, se realiza una evaluación económica, se describen los resultados obtenidos de la ejecución del programa, así como también se describe las acciones realizadas y los factores de frenaje encontrados.

Al finalizar mostramos las Conclusiones y Recomendaciones a las que se ha llegado en el desarrollo de la presente tesis.

Por otra parte tenemos la sección correspondiente a Bibliografía y Anexos, en este último se presenta el diagrama unifilar del alimentador CHS032, balances de energía, cálculo de pérdidas de energía por conexiones clandestinas masivas (invasiones), evaluación de consumos en alumbrados públicos no registrados en el sistema comercial de Hidrandina, procedimiento para una intervención de conexión con fraude y algunos ejemplos de modalidades de fraude y hurto.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Para, reducir las pérdidas de energía no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur” de la unidad de negocios Chimbote de la empresa Hidrandina 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 representa 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 Hidrandina 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 autoportados 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 portamedidor; 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.

Anticlandestinaje: 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 antihurto con presencia de funcionarios de Hidrandina, 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.

Con la aplicación de estas estrategias los niveles de pérdidas han seguido evolucionando satisfactoriamente en los últimos 20 años, no obstante, como se muestra Tabla 1 y Figura 1, esto todavía resulta altos en comparación con las pérdidas reconocida por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN.

Tabla 1: Evolución de pérdidas reales y según GART en distribución a nivel Hidrandina

Año	UNIDAD DE NEGOCIO					HIDRANDINA	% Pérdidas según GART
	Trujillo	Chimbote	LL Noroeste	Huaraz	Cajamarca		
1995	35,78%	27,99%	29,69%	31,90%	26,79%	32,25%	21,59%
1996	30,81%	27,69%	31,67%	25,75%	25,63%	29,46%	22,04%
1997	24,19%	23,46%	20,56%	22,63%	25,41%	22,90%	16,73%
1998	19,02%	21,56%	22,61%	18,43%	19,68%	20,08%	16,44%
1999	15,79%	19,42%	15,34%	17,50%	15,17%	16,74%	14,94%
2000	12,18%	13,00%	13,63%	14,16%	11,18%	12,66%	12,51%
2001	12,78%	11,50%	9,21%	12,60%	12,06%	11,89%	11,43%
2002	10,76%	11,25%	7,23%	14,04%	11,77%	10,75%	11,58%
2003	10,46%	10,12%	8,58%	12,94%	10,27%	10,33%	10,48%
2004	10,26%	10,69%	9,44%	12,08%	10,19%	10,44%	9,48%
2005	9,77%	10,62%	9,55%	10,70%	9,83%	10,05%	8,35%
2006	9,67%	10,96%	8,66%	10,18%	9,22%	9,91%	7,11%
2007	9,32%	10,60%	8,87%	10,61%	9,34%	9,77%	7,07%
2008	9,02%	10,12%	8,43%	10,84%	9,28%	9,40%	7,01%
2009	9,13%	10,07%	8,69%	10,86%	9,50%	9,49%	6,91%
2010	9,06%	10,38%	9,77%	10,12%	9,53%	9,56%	7,02%
2011	8,99%	10,31%	9,92%	10,02%	10,17%	9,60%	6,76%
2012	8,95%	9,54%	10,54%	10,80%	9,77%	9,50%	6,62%
2013	8,63%	9,05%	10,45%	9,71%	9,35%	9,09%	6,43%
2014	8,35%	10,70%	11,33%	7,52%	9,13%	9,12%	6,19%
2015	8,91%	11,19%	11,06%	7,06%	10,22%	9,53%	6,07%

Fuente: Unidad de control de pérdidas - Hidrandina

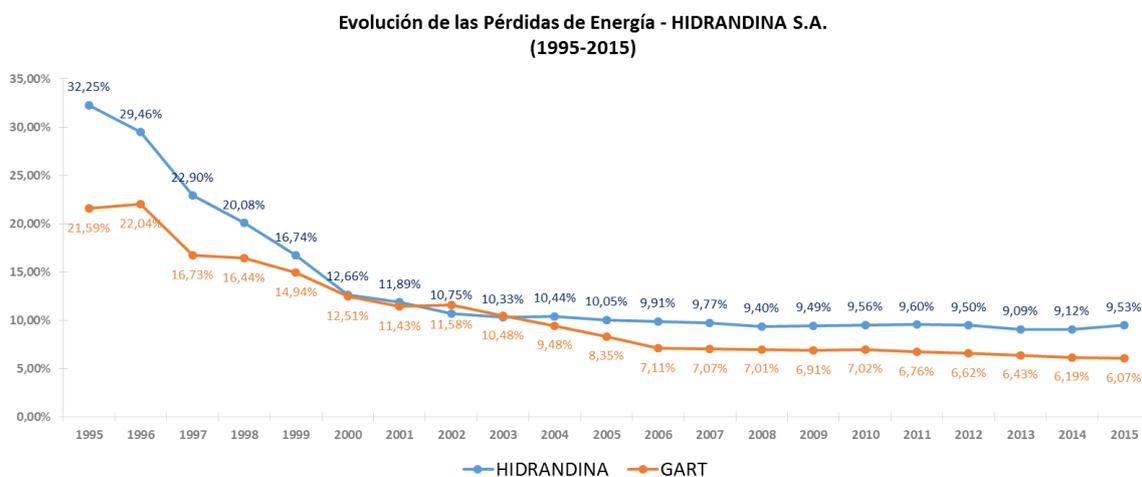


Figura 1. Evolución de pérdidas reales y según GART en distribución a nivel Hidrandina

La empresa Hidrandina, en los últimos 20 años, a pesar de tener buenos resultados en la reducción de indicador de pérdidas, a partir de año 2014, existe un ligero incremento, especialmente en la unidad de negocios Chimbote, por lo que se deben aplicar estrategias de reducción más radicales a fin de lograr metas más exigentes, este incremento del nivel de pérdidas nos lleva a desarrollar este trabajo el cual se plantea como alternativa un

programa sustentable a fin de mitigar o combatir las pérdidas no técnicas.

1.2 REALIDAD PROBLEMATICA

1.2.1 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 2, 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 2: 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%
Latín 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 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 variación significativa entre ellos: de 2,8% en el caso de Israel, a 55,4% en Haití. De acuerdo a estos datos se tiene como referencia internacional de 8,1% de pérdidas de la producción total de electricidad.

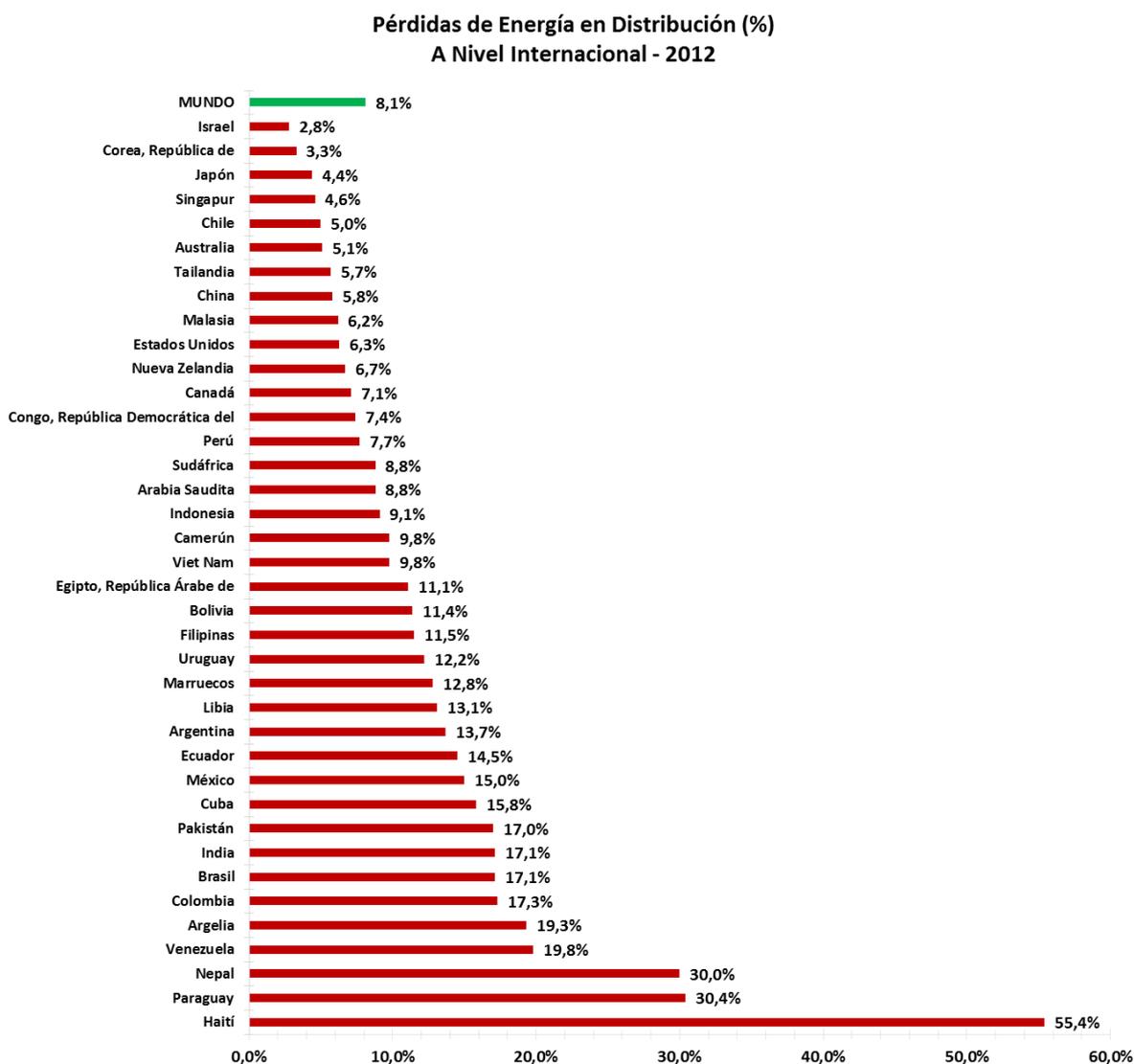


Figura 2. Pérdidas de energía en distribución a nivel internacional año 2012.

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; la evolución 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 3: 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
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 3 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.

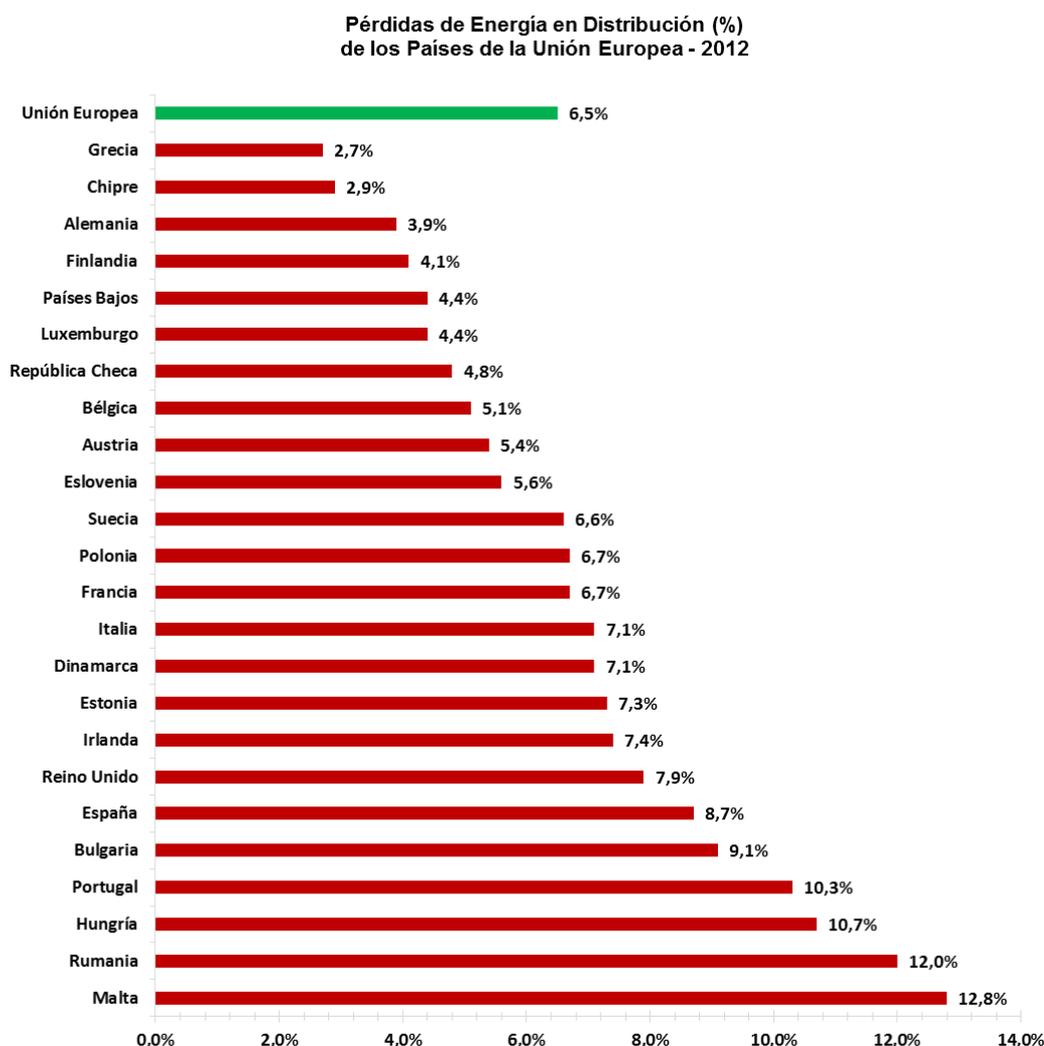


Figura 3. Pérdidas de energía en distribución de los países de la Unión Europea año 2012.

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 3).

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.

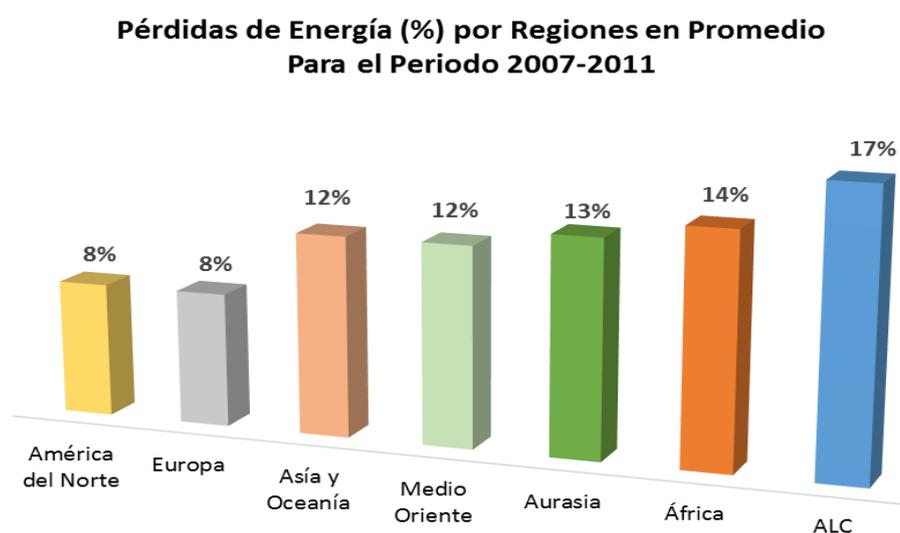


Figura 4. Pérdidas de energía en el mundo por regiones para el periodo 2007-2011

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 %.
- ALC: América Latina y el Caribe

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 US\$ 11 000 y US\$ 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 4: Evolución de pérdidas en las redes de distribución de los países de América Latina y el Caribe

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%

Fuente: Banco Mundial, indicadores del desarrollo mundial

Pérdidas de Energía en Distribución (%) En América Latina y el Caribe - 2012

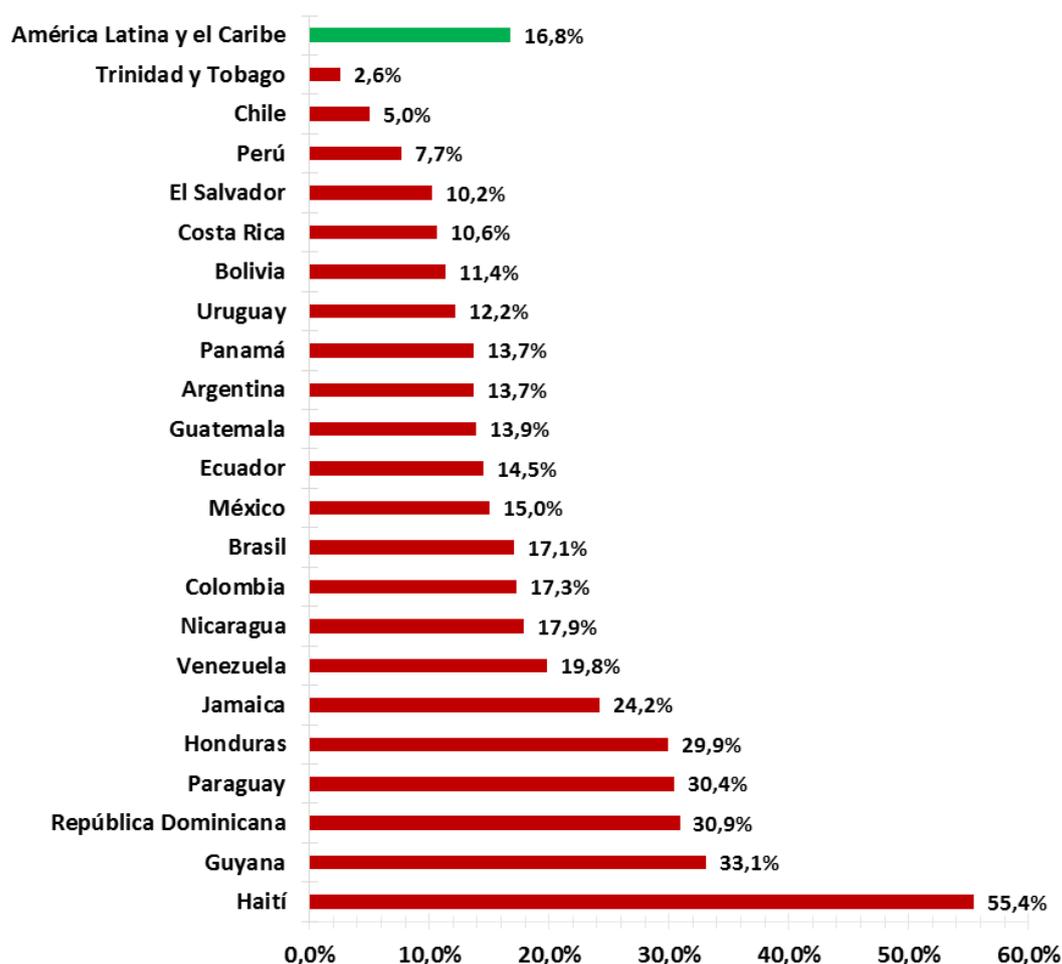


Figura 5. Pérdidas de energía en distribución de los países de América Latina y el Caribe año 2012.

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.

1.2.2 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.

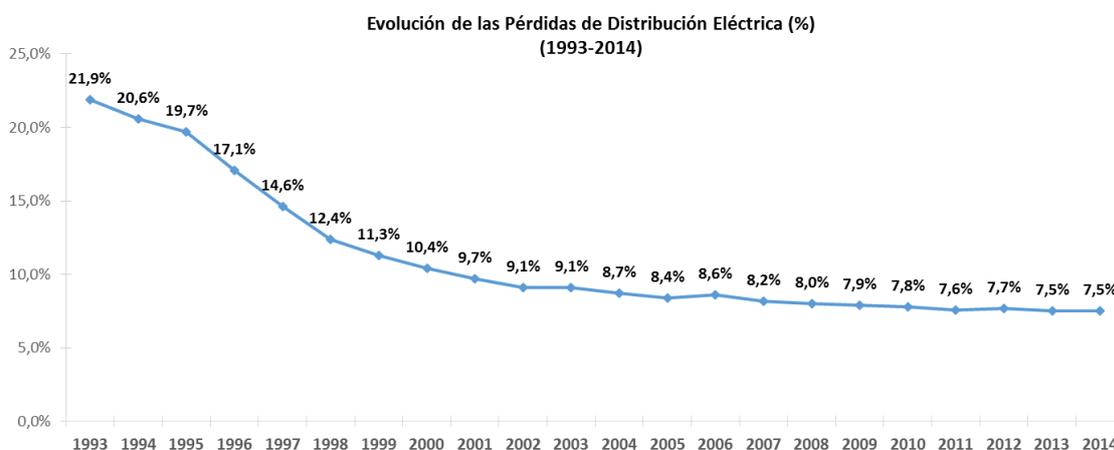


Figura 6. Evolución de pérdidas de energía en distribución en Perú.

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 5, 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%.

Tabla 5: Pérdidas en distribución por empresas eléctricas - Año 2014.

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%
Electrosur	9,0%
Seal	8,3%
Electro Dunas	8,2%
Edelnor	7,4%
Luz del Sur	5,4%
Coelvisac	2,3%

Fuente: OSINERGMIN, Anuario estadístico 2014

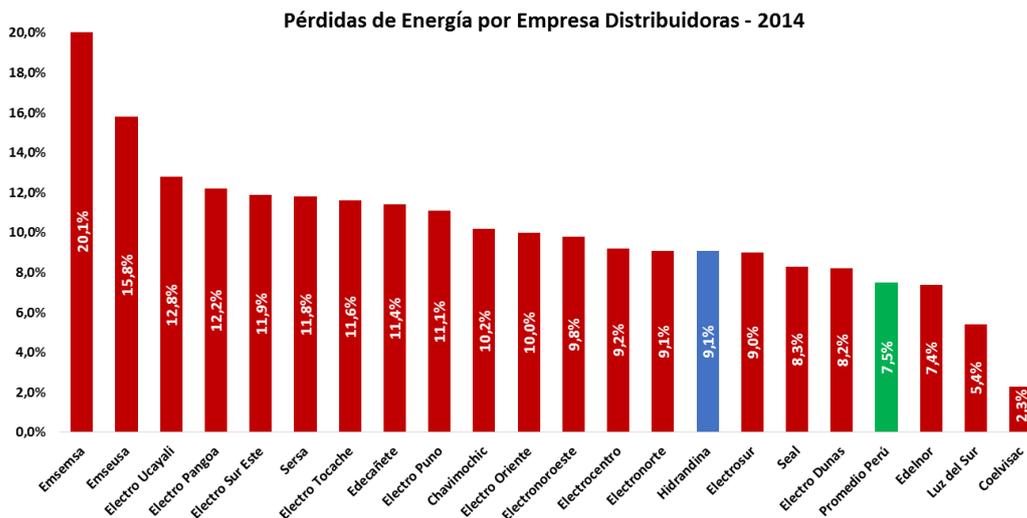


Figura 7. Pérdidas en distribución por empresa distribuidora – 2014.

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 el cómo estamos en comparación con otras empresas del sector a nivel nacional.

La Figura 8, se muestra el comportamiento del porcentaje de pérdidas en distribución en cada empresa distribuidora para el primer trimestre del año 2015.

Tabla 6: 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 Informacio comercial de las empresas de electricidad (2015)

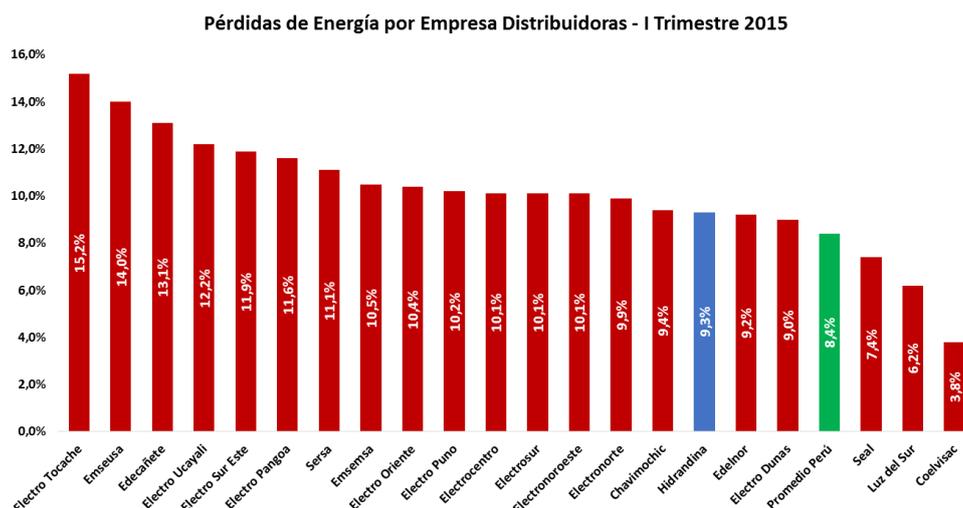


Figura 8. Pérdidas en distribución por empresas eléctricas I Trimestre 2015.

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

Para Hidrandina, la empresa que nos ocupa el presente estudio, al finalizar el año 2015, el nivel pérdidas promedio en el sistema de distribución de la empresa representa 9,53%, resultado mayor en 0,41 puntos porcentuales al año 2014 (9,12%), teniendo el índice más alto en octubre 2015, que llego 10,33%. Este incremento del nivel de pérdidas se debe al crecimiento de la demanda, ampliación de la frontera eléctrica, por las mayores longitudes de las instalaciones urbano marginal y rural, que generan incrementos en la caída de tensión, pérdidas de energía y mayores pérdidas internas en los transformadores de distribución (Fierro y Cobre). Cabe señalar que en la UU.NN. Chimbote la disminución del consumo o menor venta a clientes en media tensión en el sector pesca influyo en el comportamiento de las pérdidas de distribución, así mismo el incremento de clandestinos en la zona sur de Chimbote como en las zonas de Alto Trujillo y La Esperanza Alta en Trujillo se ha incrementado la pérdida por conexiones clandestinas.

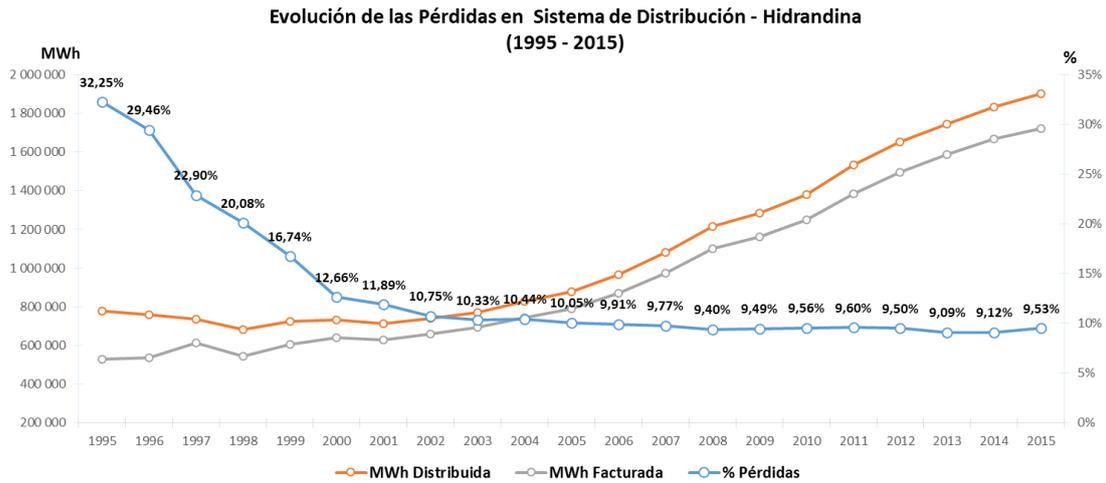


Figura 9. Evolución de pérdidas en distribución, energía distribuida y facturada a nivel Hidrandina

1.2.3 A NIVEL LOCAL

Según el balance oficial de pérdidas del año 2014, el nivel de pérdidas en distribución (media y baja tensión) a nivel de unidad de negocio Chimbote es de 40 969,79 MWh acumuladas, lo que representa un 10,70% del total de la energía disponible en la distribución.

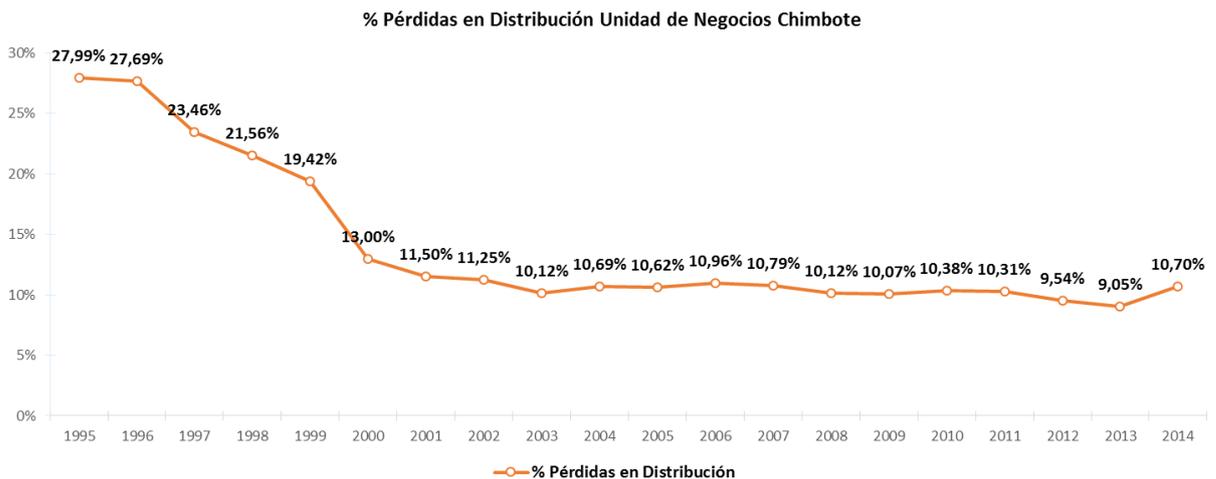


Figura 10. Evolución de pérdidas en distribución correspondiente a la unidad de negocios Chimbote.

Las acciones empleadas por Hidrandina en la actualidad, si bien ha permitido mantener controlado los niveles de pérdidas, en el año 2014 este índices se vio incrementado en

1,65% con respecto al año 2013 (9,05%), además de ello, no consigue reducirlos a niveles de pérdidas estándares reconocidos por la GART que se encuentra entre el 5 y 6%.

En la Tabla 7 y Figura 11 se muestra el comportamiento del porcentaje de pérdidas en distribución, reales y las reconocidas por la GART, para el año 2014.

Tabla 7: Pérdidas reales vs. Pérdidas reconocida unidad de negocios Chimbote 2014.

Año 2014	Pérdidas Reales	Pérdidas Reconocidas GART
ene-14	9,97%	5,72%
feb-14	9,98%	5,93%
mar-14	10,59%	6,15%
abr-14	10,82%	6,26%
may-14	11,28%	5,42%
jun-14	10,49%	5,27%
jul-14	10,69%	5,79%
ago-14	10,81%	5,87%
sep-14	10,64%	6,03%
oct-14	10,96%	6,15%
nov-14	11,16%	6,02%
dic-14	11,22%	5,92%
Año 2014	10,70%	5,87%

Fuente: Control de pérdidas unidad de negocios Chimbote 2014

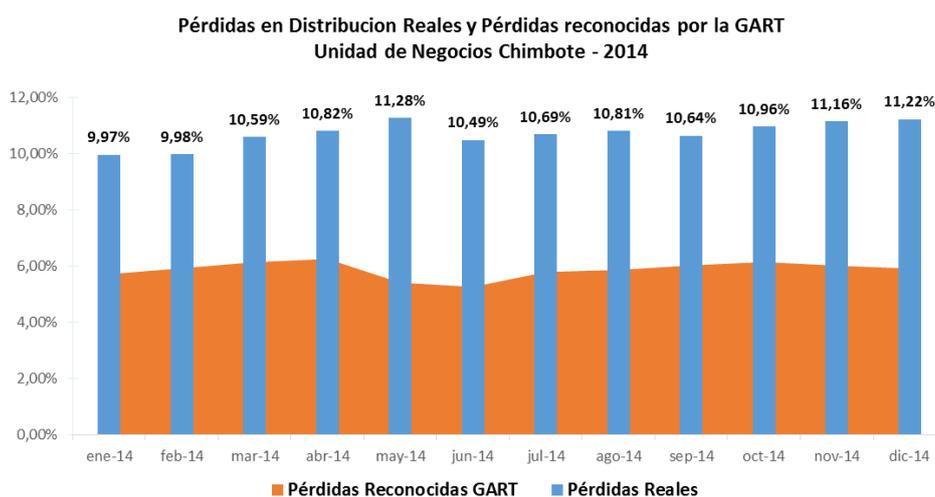


Figura 11. Pérdidas reales Vs. Pérdidas reconocida unidad de negocios Chimbote 2014.

En tal sentido, el presente estudio plantea disgregar las pérdidas totales de distribución en pérdidas técnicas y no técnicas y reducir las pérdidas no técnicas de los niveles actuales, a partir de un programa de reducción y control a través de actividades temporales y permanentes en el alimentador de media tensión CHS032 – “7ma. Sur”.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La elaboración del presente estudio se justifica en base a los siguientes puntos:

- La unidad de negocios Chimbote en los últimos 20 años, obtuvo un importante logro en la reducción de las pérdidas en distribución, paso de 27,99 % en año 1995 a 9,05 % en el año 2013, Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de la empresa, el personal técnico, teniendo en cuenta las distintas políticas de control y seguimiento aplicadas con el fin de evitar un crecimiento de los indicadores negativos de la empresa, los niveles de pérdidas se ha visto incrementado en el 2014, en 1,65 % con respecto al año 2013, el mismo que es coadyuvado con el indicador de pérdidas que corresponde al alimentador CHS032 – “7ma. Sur”.
- Ante este escenario, es indispensable realizar un análisis y cálculos para lograr desagregar las pérdidas técnicas y no técnicas, lo que nos permitirá identificar los factores que originan las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 – “7ma Sur” del sistema eléctrico de la unidad de negocios Chimbote de la empresa Hidrandina S.A.
- El presente estudio comprende la elaboración y aplicación de un programa de reducción y control de pérdidas de acuerdo a las condiciones propias que afectan el alimentador CHS032 - “7ma Sur”, a fin de corregirlos y evitar el incremento del índice pérdidas y continúen afectando al sistema eléctrico de la unidad de negocios Chimbote de la empresa Hidrandina S.A.

1.4 HIPOTESIS

Mediante la ejecución de un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas, se logrará reducir los niveles de pérdidas no técnicas, en el alimentador CHS032 – “7ma. Sur”, de la unidad de negocios Chimbote de la empresa Hidrandina S.A., a niveles estándares reconocidas por OSINERGMIN.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Reducir las pérdidas de energía no técnicas en los sistemas de distribución eléctrica de baja tensión en el alimentador CHS032 “7ma. Sur” de la unidad de negocios Chimbote de la empresa Hidrandina S.A., mediante la ejecución de un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas, que sea técnica como económicamente viable.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Calcular las pérdidas totales de energía por alimentadores.
- Discriminar las pérdidas totales de energía, en el alimentador CHS032, en pérdidas técnicas y no técnicas, mediante el cálculo de las pérdidas técnicas.
- Discriminar las pérdidas no técnicas, en el alimentador CHS032, por tipos de irregularidades, mediante la inspección a suministros.
- Determinar el nivel de participación de los tipos de irregularidades existentes en el alimentador CHS032, del total de las pérdidas no técnicas.
- Identificar zonas con alto grado de hurto de energía.
- Plantear actividades que contribuyan a reducir las pérdidas no técnicas de energía.
- Ejecutar un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas que sea técnica y económicamente viable.
- Evaluar las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032, posterior a la ejecución del programa de reducción y control de pérdidas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ASPECTOS GENERALES

La energía eléctrica se ha convertido en una de las necesidades básicas de todo los humanos, esta nos permite desarrollar la mayoría de nuestras actividades, sin embargo en el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica ocurre un fenómeno de los que se podría considerar como pérdidas de la energía eléctrica, estas pérdidas de energía eléctrica están plenamente identificadas y diferenciadas en pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. Las primeras están vinculadas con la energía que se pierde en el proceso de transformación, medición y transporte de la electricidad a través del uso de materiales y equipos. Desde el punto de vista de las leyes físicas es imposible reducirla a cero por ciento las pérdidas técnicas. En el caso de las segundas, las pérdidas no técnicas, éstas tienen su origen en ineficiencias de carácter administrativo, comercial y en el uso indebido o robo de la electricidad; en términos reales es posible reducirlas a su mínima expresión si se logra cobrar toda la energía que se consume.

Las pérdidas de energía eléctrica dentro del sector eléctrico juegan un papel preponderante en la rentabilidad de las empresas distribuidoras, razón por la cual se han desarrollado proyectos para reducir pérdidas tanto técnicas como no técnicas.

La tendencia de las pérdidas de energía y sus proyecciones ponen de manifiesto la problemática y el dilema que atraviesan las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se debe señalar que en pocas empresas distribuidoras del país, se ha venido observando una disminución en su indicador de pérdidas, esto se debe gracias a cambios profundos de procedimientos de índole operativo, comercial y gerencial.

En este sentido las empresas distribuidoras como parte de un sector estratégico para el desarrollo de nuestro país, tienen la necesidad de buscar soluciones para reducir las pérdidas técnicas como no técnicas con la finalidad de enfrentar su crisis financiera y evitar tendencias negativas por su propia gestión funcional y continuar brindando el suministro de energía eléctrica.

2.2 SECTOR ELECTRICO DEL PERU

2.2.1 MARCO REGULATORIO

A inicio de los noventa, el gobierno inició una intensa promoción de la inversión privada mediante la privatización y concesión de los servicios públicos en el marco de una serie de reformas estructurales. Dentro del sector eléctrico, las reformas se centraron en reemplazar el monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas por un nuevo esquema con operadores privados; así, se promovió la competencia mediante la creación de un mercado de clientes libres. Adicionalmente, se crearon mecanismos específicos de regulación en cada segmento como costos auditados en la generación y combinaciones de tasa de retorno en la transmisión y distribución. Producto de la reestructuración iniciada por el gobierno en el sector eléctrico, el estado promulgó una serie de leyes y reglamentos con la finalidad de asegurar la eficiencia, que a continuación se detallan.

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS (LCE) Y SU REGLAMENTO (Ley 25844, y D.S. 009-93-EM)

Vigente a partir de 1992, establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. Esta ley establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros que pueden desarrollarse de forma competitiva y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran. En diciembre 2004, el congreso aprobó las modificaciones a la LCE, entre las que destacan la periodicidad - anual, antes semestral-, y el horizonte temporal utilizados en la fijación de las tarifas – proyección de 2 años para la oferta y demanda, antes 4 años-.

LEY DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA

Es la ley que crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), y fue creada el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734,

bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse OSINERGMIN. Por esta razón, también supervisa que las empresas mineras cumplan con sus actividades de manera segura y saludable.

OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera.

Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y REGLAMENTO (Ley 28832, D.S. 017-2000-EM)

Establece como objetivos principales: (i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios, al racionamiento prolongado por falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa competitiva; (ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y (iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

LEY QUE ESTABLECE MECANISMO PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO REGULADO (Ley 29179)

Publicada en el año 2008, Establece que la demanda de potencia y energía que esté destinada al servicio público de electricidad y que no cuente con contratos de suministro de energía que la respalde deberá ser asumida por los generadores conforme al procedimiento que sea establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

y Minería (OSINERGMIN).

LEY ANTIMONOPOLIO Y ANTIOLIGOPOLIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y SU REGLAMENTO (Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI)

Establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estarán sujetos a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

NORMAS PARA LA PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN PRIVADA

El estado ha promulgado diversos decretos y leyes con el fin de brindar estabilidad jurídica a inversiones extranjeras mediante el reconocimiento de garantías, promover la participación de inversiones en infraestructura de servicios públicos, mejorar la cobertura de los servicios eléctricos, garantizar la libertad de comercio exterior e interior, entre otros.

FONDOS GUBERNAMENTALES

El estado peruano realiza esfuerzos con el objetivo de incrementar el grado de electrificación rural del país, mediante la ejecución de proyectos, y mecanismos de subsidio para proyectos de electrificación rural. Entre las iniciativas destaca el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), creado en el año 2001 mediante la Ley N° 27510, el cual establece subsidios cruzados sobre las tarifas para el consumo mensual de ciertos usuarios, los cuales, dado su diseño, no afectan los ingresos de las empresas prestadoras de los servicios; y la creación de la unidad de Gerencia del Proyecto FONER, que otorga subsidios directos a los costos de inversión en proyectos de electrificación rural, con participación de empresas de distribución, Gobiernos Regionales y Locales y el Sector privado. Por otro lado, se da énfasis a la promoción de la inversión privada en electrificación rural, resaltando los esfuerzos de ProInversión y Gobiernos Regionales; en este sentido, la Dirección General de Electricidad del MINEM otorga Concesiones Eléctricas Rurales brindando prioridad a proyectos que requieran un menor porcentaje de

subsidios del Estado, mayor compromiso de inversiones y menor tarifa eléctrica. Finalmente, es de mencionar el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), creado con la Ley N° 29852 en abril 2012, con el propósito de proporcionar energía menos contaminante a poblaciones vulnerables.

2.2.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema verticalmente integrado con el que contaba el sector antes de la década de los 90s que se caracterizaba por insuficientes inversiones, déficit, bajo coeficiente de electrificación, cortes, y racionamiento, se cambió por una nueva estructura, la cual mediante la separación de la cadena productiva, la apertura del mercado a la competencia y la introducción de la inversión privada, entre otros, logró un desarrollo significativo del sector. Actualmente, el mercado eléctrico peruano está compuesto por entidades normativas, reguladoras, y promotoras, **tres subsistemas** (generación, transmisión, y distribución), y consumidores finales (libres y regulados).

Dentro del segmento de generación eléctrica existen diversas tecnologías para abastecer energía, cuya eficiencia depende del tamaño de la demanda. Para el caso de la producción hidráulica, esta requiere una gran inversión, no obstante, sus costos operativos son bajos, por lo que es adecuado utilizar este tipo de centrales para abastecer una alta demanda de energía. La generación a base de combustibles, como diésel, petróleo, y gas natural, tiene menores costos de inversión, sin embargo presentan altos costos variables, por lo que es más eficiente utilizar este tipo de generación para cantidades menores. Esta característica de la generación conlleva a una combinación de tecnologías con el fin de optimizar costos.

Por otro lado, el sistema de transmisión está compuesto por un conjunto de líneas cuya función es elevar o reducir la tensión con el fin de permitir interconexiones. El mencionado sistema está constituido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el cual se constituyó en octubre 2000, y abastece alrededor del 85% de la población. La mayor demanda de electricidad, y la oferta de generación deben ir de la mano con una mayor capacidad de transmisión con el fin de evitar congestiones, y brindar eficiencia, confiabilidad y seguridad a la operación del sistema.

El tercer subsector del sistema es la distribución, mediante la cual la energía eléctrica es llevada desde las subestaciones hasta los consumidores finales. Cuando la energía eléctrica se transmite del generador al distribuidor, esta se reparte entre dos tipos de clientes, i) regulados, los cuales se caracterizan por una demanda máxima menor a 1 MW por suministro, y ascienden a 6,35 MM de usuarios, y ii) libres, categorizados de esta manera consumidores finales cuya demanda se encuentra por encima de 1 MW, por lo que pueden optar libremente si por ser clientes regulados o libres, los grandes usuarios suman 290, los cuales incluyen importantes complejos mineros, comerciales o industriales. Es de resaltar que para los mismos, los precios de carga y energía y otras condiciones de suministro de electricidad se negocian libremente. El proveedor puede ser una empresa de generación, de distribución o cualquier otro proveedor minorista.

2.2.3 ORGANIZACION DEL SECTOR ELÉCTRICO

La organización del sector eléctrico permite a sus agentes participar en la regulación y promoción de éste con la finalidad de alcanzar los objetivos de la política energética y obtener acuerdos concertados para promover la sinergia entre los derechos de las empresas eléctricas a realizar actividades y negocios, los derechos del usuario final por un buen servicio y la protección del medio ambiente.

A nivel nacional, los agentes que participan en el subsector electricidad interactúan según la normatividad vigente, con el irrestricto respeto de los derechos de las empresas que desarrollan actividades eléctricas y la protección al consumidor. En el cuadro siguiente se presentan a los agentes promotores, reguladores y los agentes directos (empresas y clientes).

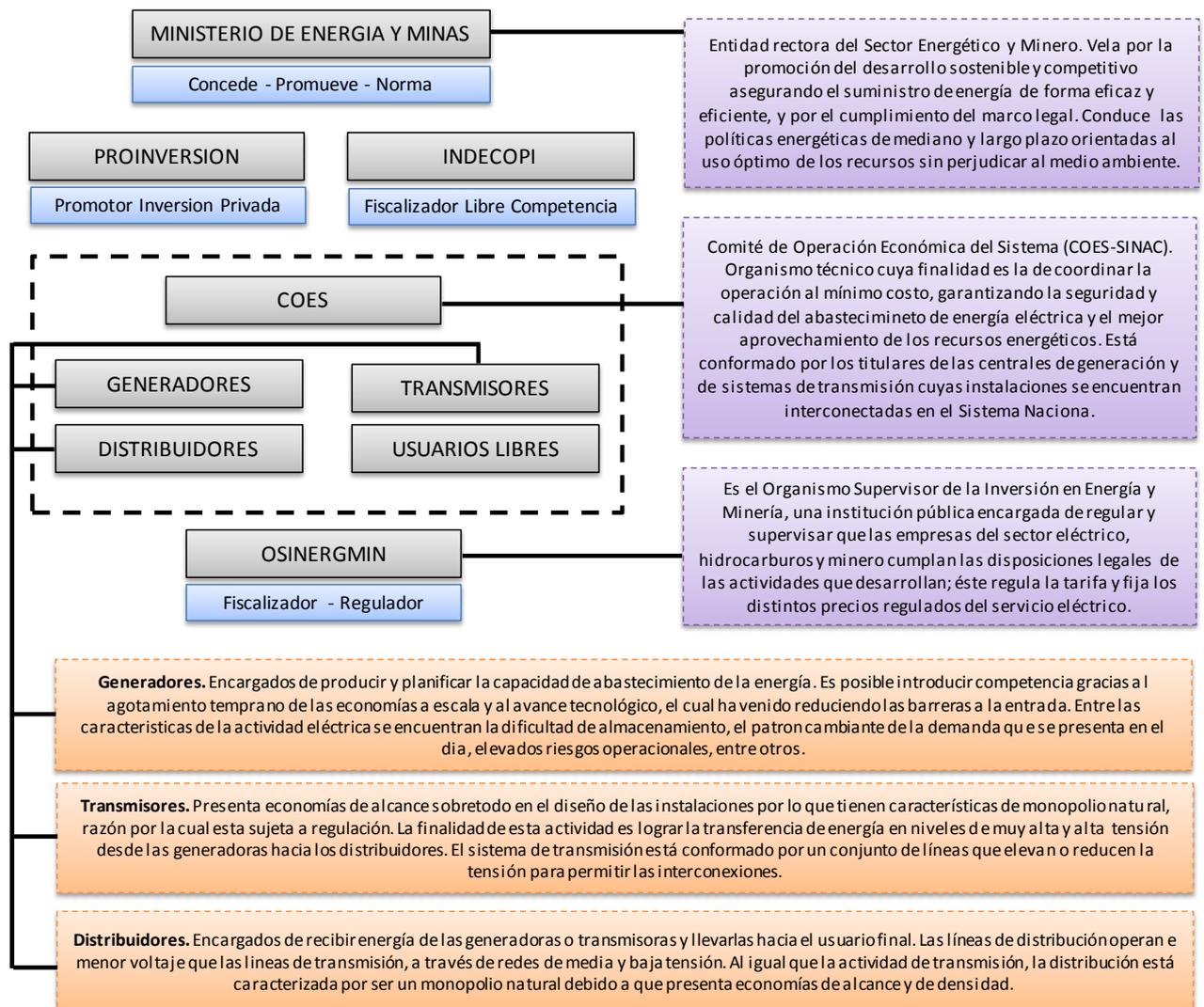


Figura 12. Composición del sector eléctrico peruano

Fuente: Red de Energía del Perú S.A., OSINERGMIN / Elaboración: PCR

2.2.4 INFRAESTRUCTURA Y MERCADO

2.2.4.1 ALCANCES DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

La gran infraestructura que se necesita para llevar electricidad hasta los usuarios finales requiere de 03 tipos de instalaciones secuenciales. Éstas son:

- Centrales de generación.
- Sistemas de transmisión.
- Sistemas de distribución.

Asimismo, y en virtud de la desintegración vertical de las actividades eléctricas establecidas por la Ley de Concesiones Eléctricas, el esquema del negocio eléctrico presenta 03 clases de actividades:

- Generación.
- Transmisión.
- Distribución de energía.

Las centrales de generación dispersas en el territorio nacional producen electricidad a partir de la transformación de una fuente de energía térmica, química, mecánica, luminosa, etc.

El grado de dispersión depende del tipo de tecnología y aspectos técnico económicos que implican la necesidad de ubicarse cerca a la fuente o punto de abastecimiento de los recursos energéticos. Las empresas de generación operan este tipo de infraestructura y opcionalmente utilizan pequeños sistemas de transmisión para transportar la electricidad hacia los grandes sistemas de transmisión, los cuales se asemejan a grandes vías o troncales.

Los sistemas de transmisión de gran envergadura conducen la energía generada a través de líneas de transmisión de 500; 220 y 138 kV hasta los sistemas de distribución. Las empresas transmisoras poseen un extenso alcance territorial que puede llegar a cubrir varias regiones o países.

Los sistemas de distribución permiten transportar la electricidad proveniente de los sistemas de transmisión hasta los usuarios finales.

Las empresas distribuidoras disponen de un espacio territorial más focalizado, es decir a nivel ciudad, distrito o poblado, y opcionalmente pueden operar pequeños sistemas de transmisión a fin de conectarse a los grandes sistemas de transmisión y retirar electricidad hacia sus sistemas de distribución. En el Perú, el sistema eléctrico opera a una frecuencia nominal de 60 Hz.

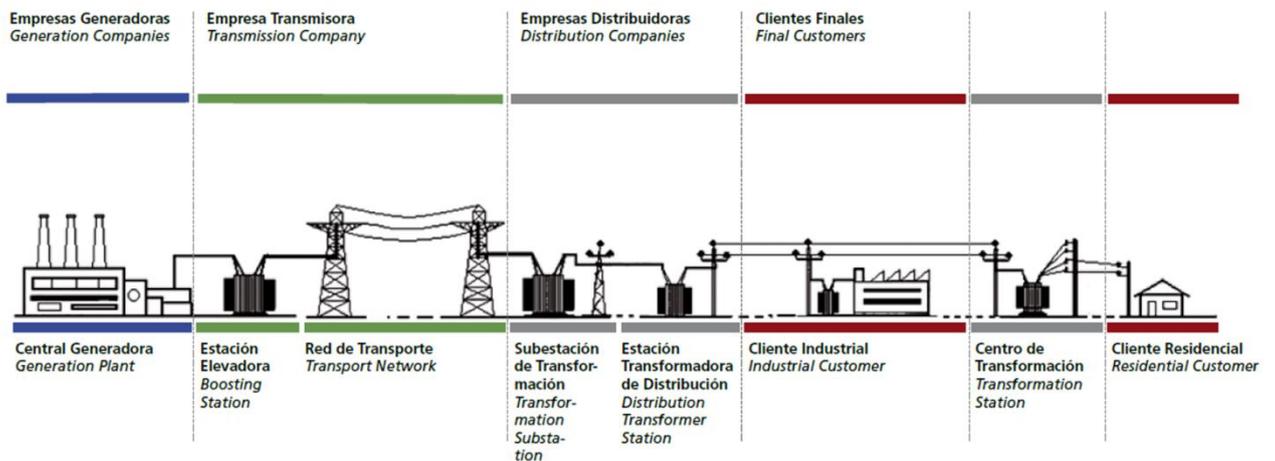


Figura 13. Esquema de la infraestructura eléctrica en el Perú
Fuente: MINEM- Documento promotor 2012

2.2.4.2 EMPRESAS ELÉCTRICAS REPRESENTATIVAS

Hoy en día, en el mercado eléctrico participan 57 empresas eléctricas representativas, tanto estatales como privadas, de las cuales 27 son de generación, 07 de transmisión y 24 de distribución.

Asimismo, existen las denominadas industrias auto generadoras que operan centrales de generación eléctrica para abastecer de manera parcial o total la demanda de electricidad de sus propias actividades industriales.

En la Tabla 8, se encuentra el listado de las empresas eléctricas representativas del subsector y los indicadores que reflejan su extensión o tamaño.

Tabla 8: Empresas eléctricas representativas del Perú, a diciembre del 2012

N°	Generadoras				N°	Transmisoras				N°	Distribuidoras				
	Abreviatura	Capacidad Instalada				Abreviatura	Longitud(Km) por nivel de tension				Abreviatura	Numero de clientes finales			
		Hidraulica	Termica	Total			500kV	220kV	138kV			Total	Regulado	Libre	Total
1	EDEGEL	568	1,015	1,583	1	REP	3,069	1,238	4,307	1	EDELNOR	1,143,945	89	1,144,034	
2	ENERSUR	130	956	1,086	2	TRANSMANTARO	80	710	41	831	2	LUZ DELSUR	894,454	17	894,471
3	DUKE EGENOR	351	344	695	3	REDESUR		428		428	3	ELDUNAS	187,233	5	187,238
4	KALLPA		602	602	4	ISA		262	131	393	4	EDECAÑETE	31,321		31,321
5	SN POWER	264		264	5	ETESSELVA		392		392	5	TOCACHE	13,649		13,649
6	CELEPSA	220		220	6	ETENORTE		83	260	343	6	EMSEMSA	7,833		7,833
7	TERMO SELVA		203	203	7	CONENHUA		148		148	7	EMSEU	7,811		7,811
8	CHINANGO	185		185							8	SERSA	5,617		5,617
9	EEPSA		159	159							9	COELVISAC	2,215	5	2,220
10	SHOUGESA		68	68							10	EPASA	1,114		1,114
11	GEA		42	42							11	EDELSA	1,572		1,572
12	SINERSA	39		39											
13	SDF ENERGIA		39	39											
14	APSAA		23	23											
15	CORONA	20		20											
16	SANTA CRUZ	14		14											
17	GEPSA	10		10											
18	PETRAMAS		5	5											
19	MAJA	4		4											
20	LANGUI	3		3											
21	SANTA ROSA	3		3											
22	SAN HILARION	1		1											
SUBTOTAL		1,812	3,456	5,268		SUBTOTAL	80	5,092	1,670	6,842		SUBTOTAL	2,296,764	116	2,296,880
1	ELECTRO PERU	1008	88	1096							1	ELNM - HIDRANDINA	618,171	3	618,174
2	EGASA	177	154	331							2	ELC	573,357		573,357
3	SAN GABAN	110	12	122							3	ENOSA	365,833	1	365,834
4	EGEMSA	90	18	109							4	ELSE	353,992	6	353,998
5	EGESUR	36	24	60							5	ENSA	351,236	6	351,242
											6	SEAL	326,091	9	326,100
											7	ELOR	215,100	1	215,101
											8	ELPUNO	197,761		197,761
											9	ELSE	129,679		129,679
											10	LLU	63,077		63,077
											11	CHAVIMOCHIC	6,267		6,267
SUBTOTAL		1,421	296	1,718								SUBTOTAL	3,200,564	26	3,200,590
TOTAL		3,233	3,752	6,986		TOTAL	80	5,092	1,670	6,842		TOTAL	5,497,328	142	5,497,470

Fuente: Ministerio de Energía y Minas 2012

2.2.4.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN

La composición de la matriz energética se ha mantenido estable a lo largo de los años, centrándose en la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, no obstante, a partir de agosto 2012 se observa la aparición de energía eólica y a partir de abril 2014 de generación solar, aunque estas representan aún una parte mínima de la producción total (0,27% y 0,45% de la producción nacional entre enero y septiembre 2014 respectivamente). Es de mencionar los esfuerzos del Estado peruano con el fin de incentivar la generación con fuentes renovables no convencionales (D.L. 1002², y su Reglamento D.S. 012-2011-EM), y las subastas de Recursos energéticos. Asimismo, es de resaltar la Ley N° 28546³ para sistemas

² Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables.

³ Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País.

aislados rurales,-no conectados al SEIN-, que tiene como finalidad promover el uso de energías renovables para electrificación en zonas rurales, aisladas y de frontera.

La generación eléctrica ha tenido un promedio de crecimiento de 6,5% para el periodo 2008-2013, observándose una desaceleración del crecimiento en línea con la ralentización de crecimiento del PBI peruano, por lo que a pesar de la entrada de dos centrales de ciclo combinado en el año 2012, disminuyó el crecimiento en casi 3 pp. Actualmente, se encuentran en funcionamiento tres centrales de ciclo combinado (12,65% del total de generación y 25,38% de la generación térmica en los primeros 9 meses del año 2014), pertenecientes a Edegel, - inicio de operaciones en el año 2006-, Kallpa, y Chilca,-ambas iniciaron operaciones en el año 2012-. Las centrales de ciclo combinado, a pesar de requerir una mayor inversión, son más eficientes debido a la recuperación térmica que se logra en el mismo. Otro factor resaltante que ha impulsado la generación a lo largo de los años es el incremento del grado de electrificación del país, gracias en gran parte a los esfuerzos del estado en cuanto a electrificación rural, es así que para el año 2013 el indicador fue de 88,5%.

La producción de energía en plantas térmicas es hasta cuatro veces más costosa que la generada en centrales hidroeléctricas, dado que en las primeras el costo de combustibles⁴ incrementa considerablemente sus costos variables, por lo que en el sistema eléctrico, el cual se rige por el menor costo, se da prioridad a las hidroeléctricas hasta su capacidad máxima, luego se da paso a la generación térmica. No obstante, la participación de ambos tipos de energía varía durante el año producto del ciclo hidrológico, el cual abarca los meses de noviembre a mayo, y está compuesto por un periodo de avenida, seguido del estiaje.

No obstante, si bien se espera un crecimiento por debajo del promedio, las cifras para los siguientes dos años tendrán un mejor desempeño en contraste con el 2014. Entre las tendencias del subsector de generación, se encuentra el mayor uso de gas natural⁵ como insumo para la generación termoeléctrica, dado que es una fuente más barata, y

⁴ El precio de Gas Natural en Boca de Pozo tiene un precio fijo máximo de 1 USD/MMBTU determinado en el Contrato de Licencia de explotación del Lote 88 de Camisea para los generadores eléctricos.

⁵ Ley Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (Ley 27133), y su Reglamento D.S. N° 040-99-EM

ambientalmente amigable, en adición ayuda al objetivo de diversificación de fuentes energéticas.

El mercado eléctrico tiene un parque de generación compuesto por 45 centrales eléctricas mayores de 18 MW, las cuales suman una capacidad instalada total de 6 963 MW. Este grupo está compuesto por 23 centrales hidroeléctricas que suman 3 152 MW y por 28 centrales termoeléctricas que suman 3 811 MW. Cabe señalar que 09 de las centrales termoeléctricas operan con gas natural y alcanzan un total de 2 658 MW.

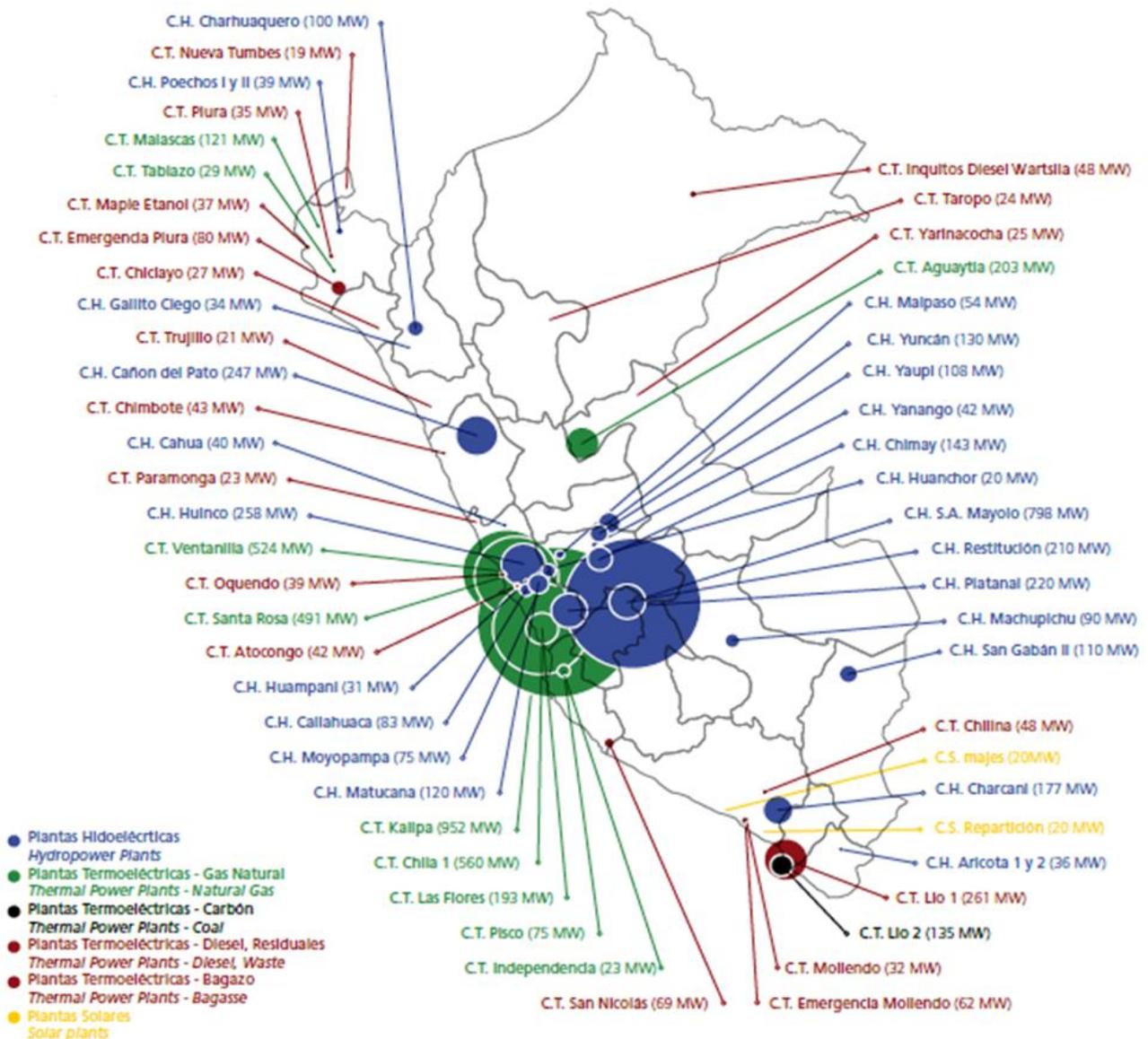


Figura 14. Centrales eléctricas de generación mayores de 18 MW

Fuente: MINEM, Estadística de Electricidad 2011

2.2.4.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE TRANSMISIÓN

El mercado eléctrico tiene un sistema eléctrico de transmisión interconectado denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que cubre grandes extensiones del territorio nacional con infraestructura de redes en alta tensión a tensiones nominales de 60; 138; 220 y 500 kV.

Cabe señalar que para el SEIN, este último nivel de tensión es reciente y estará en proceso de expansión en el corto y mediano plazo.

Asimismo, existen sistemas aislados dispersos de diferente extensión, en su mayoría con tensiones nominales aplicadas a sistemas de distribución.

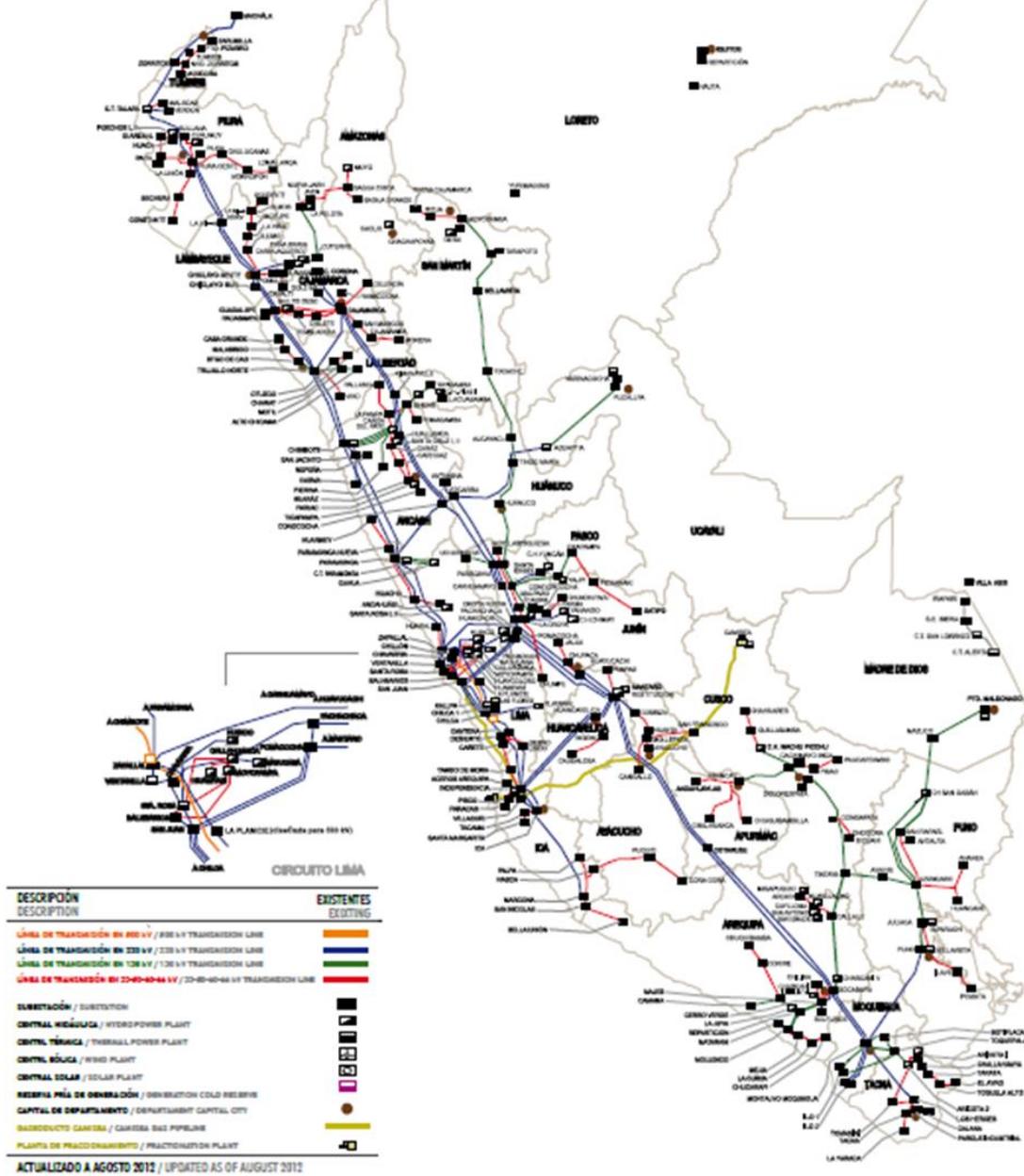


Figura 15. Sistema de transmisión de electricidad a nivel nacional

Fuente: MINEM, Estadística de electricidad 2012

2.2.4.5 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

El mercado eléctrico tiene sistemas eléctricos de distribución dentro de las zonas de concesión otorgadas a empresas distribuidoras, tal y como se muestra en el siguiente mapa. Las empresas distribuidoras expanden sus sistemas eléctricos de distribución dentro de la zona otorgada. Al respecto, la mayoría de los grandes sistemas de distribución se encuentran conectados al SEIN, los más pequeños operan de forma aislada y se denominan sistemas aislados de distribución.

Las redes de distribución operan en media tensión a 22,9 y 10 kV, y en baja tensión a 0,4; 0,38 y 0,22 kV. Este última es por lo general la tensión de suministro que se aplica a las zonas residenciales.

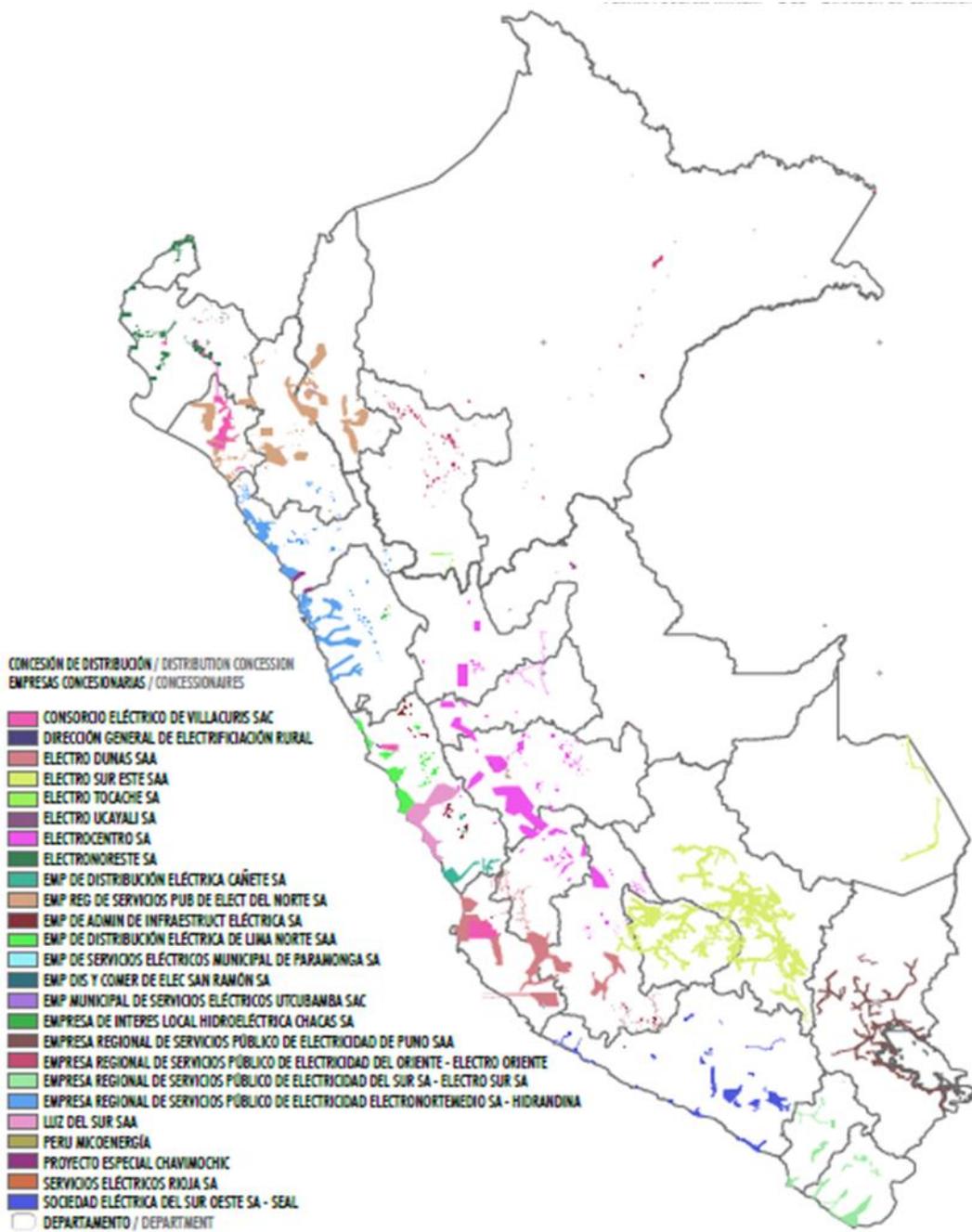


Figura 16. Zonas de concesión otorgadas para sistemas de distribución eléctrica

Fuente: MIMEM – DGE – Dirección de Concesiones Eléctricas.

2.3 BALANCE ENERGÉTICO

En todo sistema eléctrico en un periodo de tiempo se puede realizar muchas transferencias de energía tanto internas al mismo sistema como externas (compra o venta de energía), transferencias que deben registrarse y contabilizarse en balances de energía, con el propósito de consignar los datos más importantes de la operación del sistema durante el periodo de tiempo considerado, puesto que representan volúmenes importantes de energía (kWh), potencia (kW) y de dinero.

Al igual que la contabilidad de una empresa, el balance de la energía y su análisis deben dar la información de calidad, suficiente y oportuna de la forma como se efectuó la operación del sistema.

La exactitud del balance de energía y dentro de él la valoración de las pérdidas totales está determinada, entre otras, por las siguientes actividades⁶

1. Precisión en las mediciones de la energía, tanto de la que se factura a los clientes como de las de producción e intercambio (compra y venta mayorista).
2. Simultaneidad de las lecturas y formas de evaluación de la energía pendiente de facturación.
3. Correcta contabilización de la energía facturada en el período considerado.
4. Calidad de los equipos involucrados y su mantenimiento.
5. Capacitación del personal.
6. Diseños de ingeniería óptimos.
7. Correcta utilización de equipos / materiales.
8. Oportunidad de las medidas correctivas.
9. Gerenciamiento eficiente de los clientes.
10. Implementación de leyes / reglamentos e instructivos y la supervisión de su vigencia y cumplimiento.
11. Aprovechamiento y uso de nuevas tecnologías.

⁶ MARTÍN, Mario y RAMATÍ, Orlando, *Pérdidas de Energía*, 1ra. Edición, Editorial Copygraf srl., Montevideo – Uruguay, 1991.

2.4 DIAGNÓSTICO INTEGRAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Un Diagnóstico Integral permite vislumbrar áreas de oportunidad y de mejora en procesos o sistemas, por lo que constituye una herramienta de gran utilidad a los fines de conocer la situación actual de una organización y detectar las causas principales que dan origen de los problemas "raíces".

Las actividades a realizar para la obtención del diagnóstico son:

- Determinación de las áreas relevantes para el estudio o proyecto
- Recopilación y obtención de información previa
- Medición, almacenamiento y procesamiento de datos
- Análisis, interpretación, evaluación y presentación de resultados

Con la información obtenida del análisis estadístico y la evaluación de un sistema de distribución, se procede a la elaboración del informe final del diagnóstico. Es en esta fase donde se podrá determinar la estrategia a seguir para mantener, mejorar o modificar los procesos o sistemas.

2.5 INDICADOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De acuerdo con el sitio web: <http://deconceptos.com/>, conceptualiza a indicador como:

“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, es un indicador de gestión cuyo objetivo estratégico es lograr una rentabilidad adecuada en una empresa distribuidora de energía eléctrica, así mismo 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 pérdidas, se lo 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 siguiente ecuación.

$$\% E_{P_{tot}} = E_{P_{tot}} / E_S * 100$$

Dónde:

$\% E_{P_{tot}}$: Indicador de pérdidas

$E_{P_{tot}}$: Energía de pérdidas totales

E_S : Energía suministrada

Según OLADE Organización Latinoamericana De Energía. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas (1996), citado por Celin Jorge & Rodríguez Marcos (2011), *“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.”* (p. I-4).

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 OLADE (1996), 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 de las características propias del sistema, costos, beneficios que se deriven de la reducción de pérdidas de energía. (Celin & Rodríguez, 2011).

Con las definiciones anteriormente indicadas, 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.

2.6 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía se obtienen del balance energético al realizar la diferencia de la energía requerida 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” (E_S) igualmente, se denomina como “Energía Registrada” (E_R) 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.

$$E_{Ptot} = E_S - E_R$$

Dónde:

E_{Ptot} : Energía de pérdidas totales

E_S : Energía suministrada

E_R : 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.

2.6.1 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).

2.6.1.1 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

2.6.1.2 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.

2.6.2 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

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

- a) Pérdidas técnicas
- b) Pérdidas no técnicas

2.6.2.1 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.

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.

2.6.2.2 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.

2.6.3 CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas son comunes y propias de cada empresa distribuidora, algunos autores las clasifican de diferente manera, enfatizando o dando prioridad las debilidades más relevantes, para nuestro criterio y de acuerdo a la realidad que se vive en el Perú y en especial en las provincias de la región costa, las pérdidas no técnicas se las ha clasificado en: pérdidas por hurto, fraude, administrativas y accidentales.

CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

	POR TIPO		CAUSA	
Pérdidas Técnicas	TRANSPORTE	Transmisión	Efecto Corona y Joule	FIJAS
		Sub transmisión		
		Distribución		
	TRANSFORMACIÓN	Transformadores AT/AT	Joule, Parasitas, e Histéresis	VARIABLES
		Transformadores AT/MT		
		Transformadores MT/BT		
INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN	Acometidas y	Joule		
	Medidores			
Pérdidas No Técnicas	HURTO (Conexiones clandestinas directa de la red)			
	FRAUDE (Manipulación de los equipos de medición y conexionado)			
	ADMINISTRATIVAS (Proceso de facturación, contabilización de energía, registro de medidores)			
	ACCIDENTALES (Deficiencia o mal funcionamiento de medidores, mal conexionado de medidores)			

Figura 17. Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.

2.6.3.1 PÉRDIDAS POR HURTO

En estas pérdidas tenemos las **conexiones clandestinas desde la red** y esto se da en predios que no cuentan con contratos de suministro o ex usuarios, es decir predios sin sistema de medición que demandan energía eléctrica sin autorización del concesionario, en este tipo de pérdida toda la energía consumida no es facturada.

2.6.3.2 PÉRDIDAS POR FRAUDE

En estas pérdidas tenemos **las vulneraciones en las condiciones del suministro** y corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener sistema de medición, los usuarios intervienen o manipulan uno o más componentes de la conexión a fin de modificar la medición o registro normal del consumo, o no permita que dicho consumo sea medido o registrado; en este tipo las pérdidas de energía puede ser parcial o hasta importantes.

2.6.3.4 PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS

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 registro de medidores en el Sistema Comercial; Si no existe un registro del medidor (medidor no consta en la base comercias 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.

2.6.3.3 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.

2.6.4 RELACIÓN ENTRE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS FINANCIERAS

El proceso de comercialización de energía en las empresas distribuidoras de energía eléctrica son similares, en la cual se subdivide en tres subprocesos bien definidos como es: registro de consumo, facturación y recaudación.

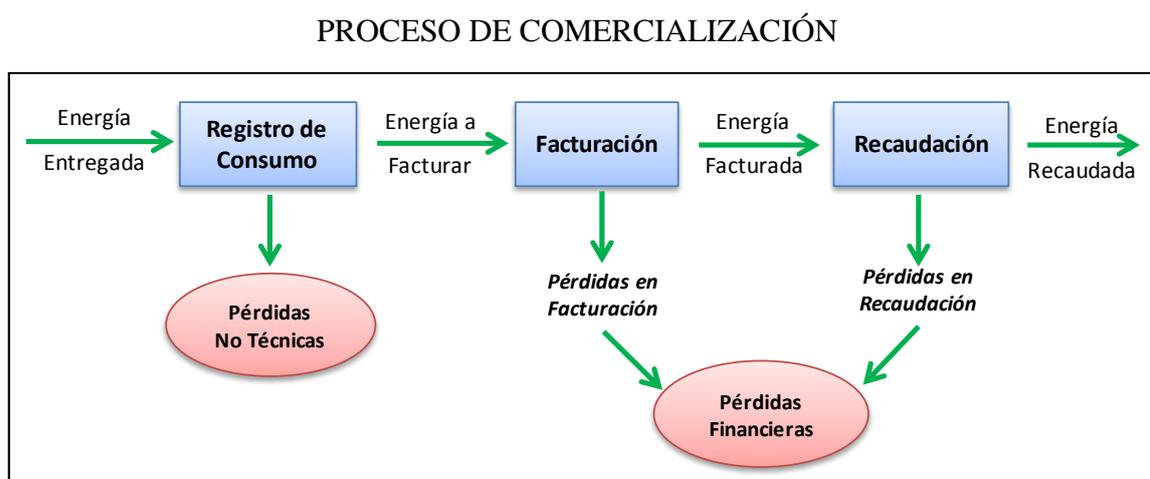


Figura 18. Proceso de comercialización en una empresa distribuidora.

Fuente: OLADE: Organización Latinoamericana De Energía. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas.

Según OLADE Organización Latinoamericana de Energía. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas (1996), citado por Celin Jorge & Rodríguez Marcos (2011), “Las pérdidas en el subproceso (registro de consumo), sus unidades son de energía (KWh) y se deben contabilizar como tal, mientras que las pérdidas en los subprocesos (facturación y recaudación), la energía entregada a los

abonados es convertida a su equivalente en dinero, por lo tanto deben tratarse de forma separada.” (p. 3-3).

En resumen de acuerdo a la Figura 18, las pérdidas no técnicas hace referencia a las pérdidas que ocurren durante el proceso de registro de consumo, los otros dos tipos de pérdidas son estrictamente pérdidas financieras.

De igual manera, con el fin de ilustrar mejor la diferencia conceptual entre pérdidas de energía y las financieras, Según OLADE Organización Latinoamericana De Energía. Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas (1996), citado por Celin Jorge & Rodríguez Marcos (2011), *“Considérese el caso de un abonado a quien se le factura su energía (correctamente registrada), utilizando una tarifa incorrecta: La contabilización de los consumos de energía no tiene ningún tipo de error por este concepto, sin embargo, el proceso de facturación produce una pérdida (o ganancia) financiera para la empresa.” (p. 3-4).*

2.6.5 METODO DE ESTIMACIÓN Y DESAGREGACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Por lo expuesto anteriormente, las pérdidas de energía no técnicas se enfoca particularmente a un sistema de distribución, y con ayuda de una cierta metodología se logra determinar y cuantificar por el componente o tipo de pérdida.

Las pérdidas totales de energía activa (kWh), son el resultado de la obtención del balance de potencia y energía, el mismo que está dado por la diferencia entre la energía recibida en el punto de entrega y la energía facturada; expresadas las pérdidas, como porcentaje de la energía disponible.

El incremento de las pérdidas de energía, es uno de los aspectos que más ha perjudicado a las empresas eléctricas económicamente, las pérdidas de energía no técnicas es uno de los indicadores que reflejan la situación actual administrativa, económica y financiera de la empresa.

Con el balance energético se obtienen las pérdidas totales; es decir, la composición de pérdidas técnicas y no técnicas; por lo tanto, es necesario realizar su desagregación. Es así que las pérdidas técnicas son las que se producen principalmente por efecto Joule ($I_t^2 R_{dt}$), en los conductores, transformadores, medidores, elementos de conexión y más componentes, mientras que las pérdidas de energía denominadas “no técnicas”, “comerciales” o “negras”, se calculan de la diferencia entre las pérdidas totales y las de origen técnico. Estas se deben por diversas anomalías en el proceso de comercialización y se originan por errores administrativos, falla de los equipos de medición y por prácticas ilegales para evadir el pago de energía. Es decir fundamentalmente por: hurto, fraude, errores de lectura, error en el proceso de facturación, consumos facturados por estimación, etc.

La metodología utilizada para el cálculo de las pérdidas no técnicas es común para todos los casos, posteriormente se procederá con la desagregación de pérdidas de manera de estimar las atribuibles a diferentes causas, este proceso puede realizarse para un sistema general o para alimentadores específicos, circuitos, etc.

En un sistema ideal las “pérdidas no técnicas” prácticamente no deberían existir, pero realmente esto no ocurre debido a muchos aspectos que hacen que tengan niveles muy elevados. Es así que a causa del crecimiento desordenado de asentamientos humanos (invasiones) de bajos recursos, que sumado a la cultura de los pueblos, complican cada vez más la gestión de las empresas de distribución.

El propósito de la desagregación de las pérdidas no técnicas, es determinar el porcentaje de participación que tienen sus componentes, los mismos que se describen a continuación:

- Pérdidas por fraude de energía
- Pérdidas por hurto de energía
- Pérdidas por errores en el sistema de medición
- Pérdidas en el proceso de facturación
- Pérdidas por alumbrado público no registrados

De estos componentes, las pérdidas por fraude, por error en el sistema de medición y en el proceso de facturación son susceptibles de identificación y desagregación respecto al total de pérdidas no técnicas mediante inspecciones al suministro programadas con muestreo aleatorio.

Las pérdidas por alumbrado público no registrados es posibles determinar por inventario de la carga instalada, o calculados mediante consumos teóricos.

Mientras que la determinación de las pérdidas por hurto de energía se calcula por diferencia del total de pérdidas no técnicas; sin embargo, es posible focalizarlas a nivel de alimentadores primarios y circuitos secundarios, mediante balances a nivel de subestaciones.

2.7 SISTEMA ELÉCTRICO DE HIDRANDINA

2.7.1 DESCRIPCION DE LA EMPRESA

La Empresa Regional de Servicio Público de electricidad Electro Norte Medio S.A. comercialmente conocida como Hidrandina, es una empresa peruana que realiza actividades propias del servicio público de electricidad, fundamentalmente en distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de concesión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N° 009-93 EM y modificatorias.

Hidrandina S.A., está dividido geográficamente en cinco Unidades de Negocios (UU.NN.), los cuales son: Trujillo, La Libertad Norte, Chimbote, Huaraz y Cajamarca.

La unidad de negocios Chimbote, se encuentra ubicada en el departamento de Ancash, provincia del Santa, tiene como cede principal la ciudad de Chimbote, cuyas oficinas se ubican en el Jr. M. Villavicencio N° 101 – Chimbote.

2.7.2 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A., Hidrandina S.A. fue constituida el 22 de noviembre de 1946, como Unidad Operativa de Electroperu, con sede en la ciudad de Lima, bajo la denominación de Empresa de Energía Hidroeléctrica Andina.

Luego la Empresa Regional de servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina S.A.) fue autorizada a operar el 5 de abril de 1983, mediante Resolución Ministerial No. 089-83-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y su constitución como empresa pública de Derecho Privado se formalizó mediante Escritura Pública del 8 de julio de 1983.

Desde 1994 bajo el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. 25844, la Empresa tiene tres contratos de concesión definitivos de distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de sus concesiones autorizadas comprendidas en los departamentos de Ancash y La Libertad en su integridad y en las provincias de Contumazá, Cajamarca, Celendín, Hualgayoc, San Marcos y Cajabamba del Departamento de Cajamarca. En adición y en menor medida desarrolla actividades de generación de energía eléctrica en centros aislados. Las resoluciones de dichas concesiones fueron: R.S. N° 096-94-EM, publicado el 23 de diciembre de 1994 (La Libertad); R.S. N° 097-94-EM del 23 de diciembre de 1994 (Ancash) y R.S. N° 085-94 - EM del 02 de diciembre de 1994 (Cajamarca).

A efectos de llevar a cabo el proceso de privatización, en 1998 las acciones de capital social de la Compañía fueron clasificadas en acciones clase A1 por el 60% del capital, acciones clase A2 por 5,3% del capital, acciones clase B por el 34,69% y acciones clase C por el 0,01% del capital.

En concordancia con el acuerdo COPRI-207-98 del 24 de julio de 1998 la compañía, a partir de la transferencia de las acciones mencionada en el párrafo anterior, está sujeta al régimen de la actividad privada.

Con fecha 25 de noviembre de 1998, José Rodríguez Banda S.A. (JORSA) se adjudicó el concurso público internacional para la privatización de la compañía y con fecha 22 de diciembre de 1998 se suscribió el contrato de transferencia de acciones del 30% del capital, porcentaje que equivale al 50% de las acciones clase A1.

Con fecha 20 de diciembre del 2000 se suscribió el contrato de cesión de posición Contractual en virtud del cual José Rodríguez S.A. transfiere las acciones clase A1 a JOBSA Eléctricas S.A.C., con la intervención del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE.

Con fecha 13 de diciembre del 2001 JOBSA Eléctricas S.A.C suscribe un contrato por el cual entrega al estado el 30% de las acciones adquiridas. Posteriormente por medio del FONAFE, el Estado recupera las acciones, convirtiéndose en el accionista mayoritario y por tanto toma la dirección y gestión de la empresa.

Así mismo de acuerdo a la ratificación de la R. S. N° 355-92-PCM, la COPRI mediante acuerdo N° 363-01-2001, Hidrandina S.A. continuará sujeta al régimen de la actividad privada, sin más limitaciones que las que disponga FONAFE y siempre que no se oponga a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 764, normas complementarias y reglamentarias.

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

Actualmente la actividad principal de Hidrandina es la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones, comprendidas en las regiones de La Libertad, Ancash y parte de Cajamarca. Atendiendo a más de 755 mil clientes.

Y a través de la unidad de negocios Chimbote, distribuye y controla la energía, brindando servicios asociados a la electricidad, orientados a satisfacer las necesidades de sus clientes, de manera personalizada.

2.7.3 AREA DE CONCESION

Desde 1994, bajo el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. 25844, la empresa tiene tres contratos de concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica en sus concesiones autorizadas, las cuales comprenden las regiones de Áncash y La Libertad y parte de la región Cajamarca (las provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Miguel, San Marcos y Cajabamba).

Además, Hidrandina S.A. desarrolla actividades de generación y transmisión de energía eléctrica, aunque en menor medida que la distribución y comercialización. Las resoluciones de estas concesiones son R.S. N° 096-94- EM, publicada el 23 de diciembre de 1994 (La Libertad); R.S. N° 097-94-EM del 23 de diciembre de 1994 (Áncash) y R.S. N° 085-94-EM del 2 de diciembre de 1994 (Cajamarca).

La empresa cuenta con cinco Unidades de Negocio para efectos operativos y administrativos, las que están distribuidas en su ámbito de concesión y tienen los siguientes servicios menores:

Cajamarca: Chilite, San Marcos, Cajabamba y Celendín.

Huaraz: Recuay, Chiquián, Huari, Pomabamba, Sihuas, La Pampa, Caraz y Carhuaz.

Chimbote: Pallasca, Casma, Nepeña y Huarmey.

La Libertad Norte: Chepén, Pacasmayo, Valle Chicama y Cascas-Contumazá.

Trujillo: Virú, Otuzco-Quiruvilca, Santiago de Chuco, Huamachuco y Tayabamba.

El área de concesión de Hidrandina se extiende a lo largo de 1 293 km². Sin embargo, la empresa también puede prestar servicios de distribución de energía eléctrica en zonas aledañas al área de concesión, previo acuerdo con los clientes (autoridades locales o empresas privadas). Estas últimas zonas se denominan área de influencia.

En la Figura 19, se puede apreciar el área geográfica de HIDRANDINA con sus respectivas unidades de negocio.

Tabla 9: Datos relevantes de la empresa Hidrandina al mes de diciembre 2014.

TOTAL HIDRANDINA - 2014	
Clientes	755 468
Coef.Electrificacion	91,45%
Ventas MWh	150 686
Area de Concesión (km2)	1 293
Redes MT (Km)	15 255
Redes BT(Km)	19 062
SED	14 341

Fuente: Documentación comercial y técnica de la empresa Hidrandina.

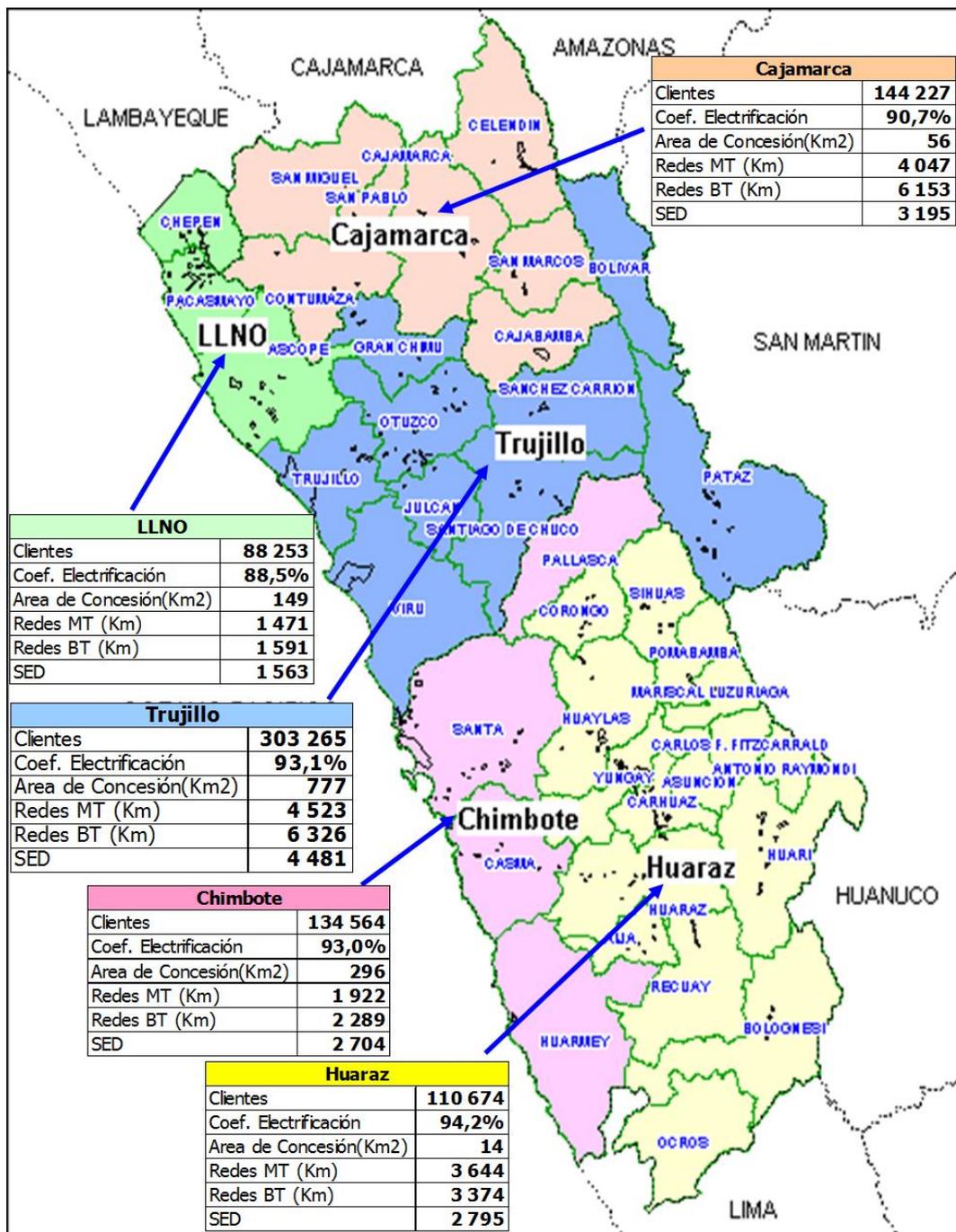


Figura 19. Área geográfica de influencia de Hidrandina y unidades de negocio.
Fuente: Documentación Comercial y Técnica de la Empresa Hidrandina – Agosto 2015.

2.7.4 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA

En la Figura 20 se muestra el organigrama actual de la empresa Hidrandina S.A.

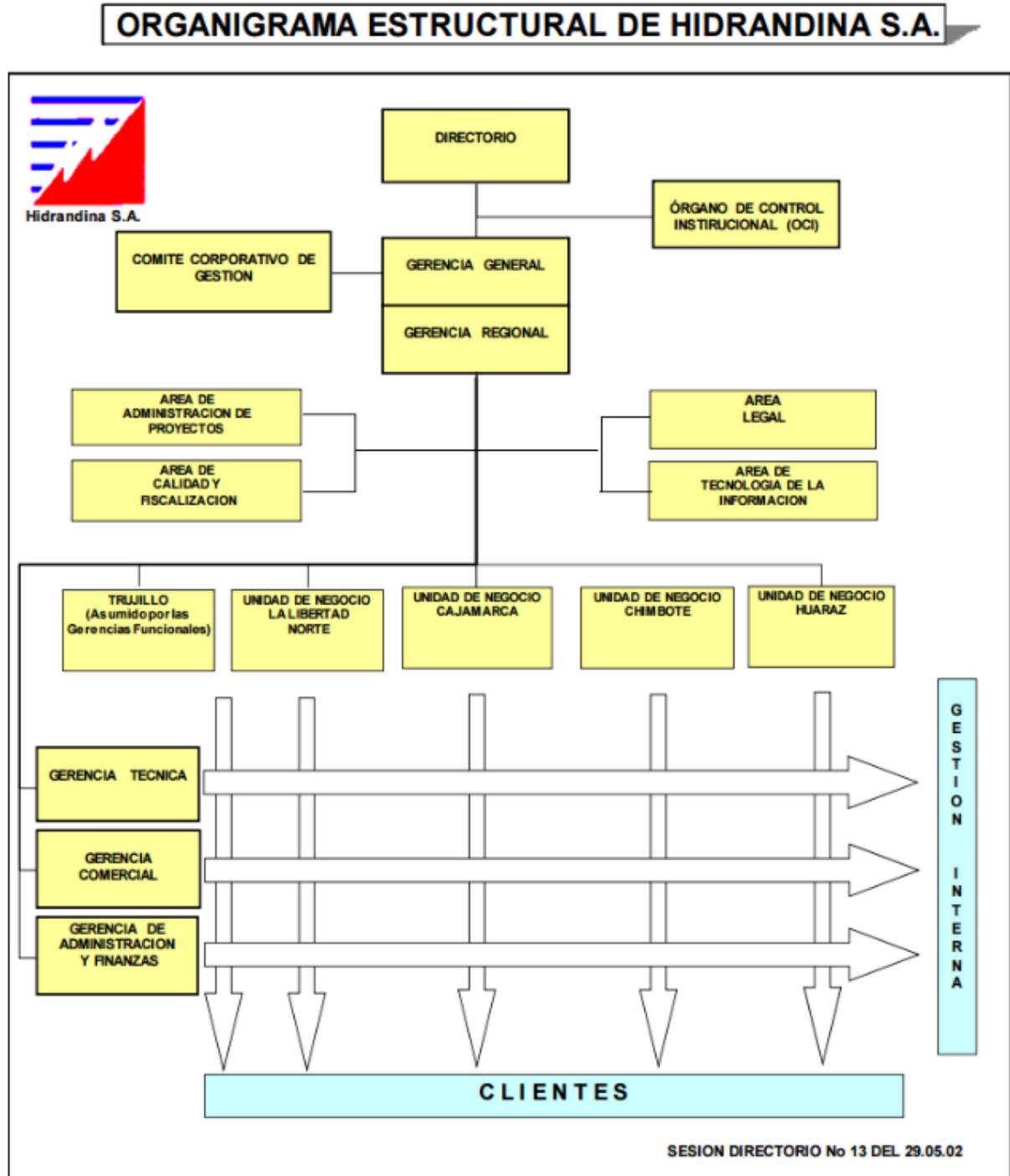


Figura 20. Estructura orgánica de la empresa Hidrandina
Fuente: Documento de Dirección - Distriluz

2.7.5 OBJETIVOS INSTITUCIONALES

En la Figura 21, se muestra en forma detallada los objetivos estratégicos y específicos de la empresa Hidrandina S.A. así como también el indicador y su unidad de medida.

HIDRANDINA		Indicadores	Unidad de Medida
Objetivo Estratégico	Objetivo Específico		
Maximizar la creación de valor económico	Lograr una rentabilidad sostenida.	Rentabilidad patrimonial – ROE	Porcentaje
		Rentabilidad operativa – ROA	Porcentaje
		Margen de ventas	Porcentaje
	Incrementar los ingresos y optimizar los costos	Rotación de activos	Porcentaje
		Incremento de la venta de energía a clientes	Porcentaje
		Pérdidas de energía totales	Porcentaje
Crear valor social en la empresa.	Fortalecer las relaciones con los grupos de interés y el medio ambiente	Implementación del Programa de Responsabilidad Social Empresarial	Porcentaje
		Percepción del alcance de la misión social de la empresa	Porcentaje
	Promover la electrificación rural, el uso productivo de la electricidad y energías renovables	Numero de usuarios incorporados por electrificación rural	Número
Mejorar la imagen empresarial.	Garantizar la calidad del suministro eléctrico y mejorar el servicio de atención al cliente	Índice de satisfacción de los usuarios con el servicio de energía eléctrica	Porcentaje
	Promover la preservación del medio ambiente	Descarte de presencia de Bifenilos Policloros - PCB	Porcentaje
Mejorar los procesos de gestión interna y gobierno corporativo	Incorporar buenas practicas de gestión corporativa	Implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo	Porcentaje
	Fortalecer el control de gestión empresarial.	Implementación del Sistema de Control Interno	Porcentaje
	Ampliar y mejorar la infraestructura eléctrica	Duración promedio de interrupciones del sistema – SAIDI	Horas
		Frecuencia promedio de interrupciones del sistema - SAIFI	Veces
Fortalecer la gestión del talento humano	Lograr un ambiente de trabajo que fomente la productividad laboral	Clima Laboral	Porcentaje
	Fortalecer el desarrollo del personal.	Mejora de competencias	Porcentaje

Figura 21. Objetivos institucionales de la empresa HIDRANDINA.

Fuente: Informe Plan Operativo 2015.

2.7.6 POLITICAS DEL SISTEMA INTEGRADO DE GESTION

Hidrandina como empresas de distribución eléctrica del Grupo DISTRILUZ; que a través de su sistema integrado de gestión y con la participación activa de todos los trabajadores buscan la mejora continua de sus procesos y la gestión efectiva de riesgos, para el logro de sus objetivos y metas, asumiendo para ello los siguientes compromisos:

1. Atender los requerimientos de energía eléctrica cumpliendo con los estándares de calidad establecidos en la normativa vigente a fin de incrementar la satisfacción de sus clientes.
2. Fomentar la participación activa de todos los trabajadores, implementar y mantener los controles necesarios para una adecuada gestión de la seguridad, salud en el trabajo y medio ambiente, a fin de prevenir daños, lesiones, deterioro a su salud y contaminación del medio ambiente, principalmente en las actividades que puedan generar riesgos no aceptables e impactos ambientales significativos.
3. Cumplir con la normativa aplicable y otros compromisos suscritos en materia de seguridad, salud, medio ambiente, así como de responsabilidad social empresarial con sus grupos de interés.
4. Implementar y mantener los controles necesarios para una adecuada gestión de los riesgos en todos los procesos y actividades que se ejecutan, para dar una seguridad razonable al cumplimiento de sus objetivos empresariales.
5. Maximizar de forma sostenida, el valor de la empresa, cautelando los derechos, responsabilidades y trato igualitario a sus accionistas y colaboradores en general, promoviendo las mejores prácticas en materia de buen gobierno corporativo y control interno.

2.7.7 MISION

Hidrandina como empresas de distribución eléctrica del Grupo DISTRILUZ tiene como 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”.

2.7.8 VISION

Hidrandina como empresas de distribución eléctrica del Grupo DISTRILUZ tiene como visión:

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

2.7.9 VALORES

Hidrandina cuenta con los siguientes valores:

- a) **RESPONSABILIDAD:** Realizar nuestras actividades con eficiencia y eficacia, cumpliendo estrictamente las normas y directivas impartidas.
- b) **ÉTICA EMPRESARIAL Y PERSONAL:** Actuar con respeto a las normas, con transparencia y honestidad, en concordancia con los lineamientos de la empresa. No transgredir las normas.
- c) **CONCIENCIA SOCIAL:** Estar constantemente relacionada con la comunidad, buscando conciliar el crecimiento de la empresa con el desarrollo de la sociedad a la cual servimos.

- d) **LEALTAD:** Actuar con fidelidad, honor y gratitud a la empresa y sus directivos, respetando los derechos de nuestros semejantes.

2.8 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE

2.8.1 SISTEMA DE TRANSMISION

Actualmente la UU.NN. Chimbote cuenta con diez líneas de transmisión y tiene una potencia contratada de 43,8 MW a distintas empresas generadoras, tales que EGENOR S.A., AGUAYTIA, ELECTROPERU.

En la Tabla 10, se tiene las siguientes líneas de transmisión. En la Figura 22, se presenta un diagrama unifilar del sistema eléctrico Chimbote – Santa, de la unidad de negocio Chimbote. El nivel de tensión que transporta la energía en transmisión es de 138 kV en el ámbito de Chimbote y servicios menores a excepción de del servicio menor de Pallasca y Huarney que cuenta con un nivel de tensión de 66 kV.

Tabla 10: Líneas de transmisión unidad de negocios Chimbote.

DETALLE	Código de Línea	Conductor	Tensión (kV)	Puntos de Enlace		Longitud (km)
				Barra de Entrega	Barra de Retiro	
Salida Chimbote I - Chimbote Norte	L-1108	AAAC-300mm ²	138	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE NORTE	6,50
Salida Chimbote I - Chimbote Sur	L-1111	AAAC-300mm ²	138	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE SUR	13,80
Salida Chimbote I - Santa	L-1116	AAAC-200mm ²	138	CHIMBOTE 1	SANTA	9,13
Salida Chimbote Sur - Nepeña	L-1112	AAAC-127mm ²	138	CHIMBOTE SUR	NEPEÑA	17,45
Salida Chimbote Sur - Trapecio	L-1129	AAAC-236mm ²	138	CHIMBOTE SUR	TRAPECIO	7,00
Salida Nepeña - Casma	L-1113	AAAC-127mm ²	138	NEPEÑA	CASMA	31,60
Salida Nepeña - San Jacinto	L-1114	AAAC-120mm ²	138	NEPEÑA	SAN JACINTO	22,42
Salida Paramonga - Huarney	L-6655	AAAC-127mm ²	66	PARAMONGA NUEVA	09 DE OCTUBRE	80,80
Llegada Paramonga - Huarney	L-6671	AAAC-127mm ²	66	09 DE OCTUBRE	HUARMEY	4,20
Llegada La Pampa - Pallasca	L-6683	AAAC-120mm ²	66	LA PAMPA	PALLASCA	57,3

Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

UUNN CHIMBOTE

Sistema Eléctrico Chimbote-Santa

Pot. Instalada: 154 MW

Máx. Dem. : 85 MW

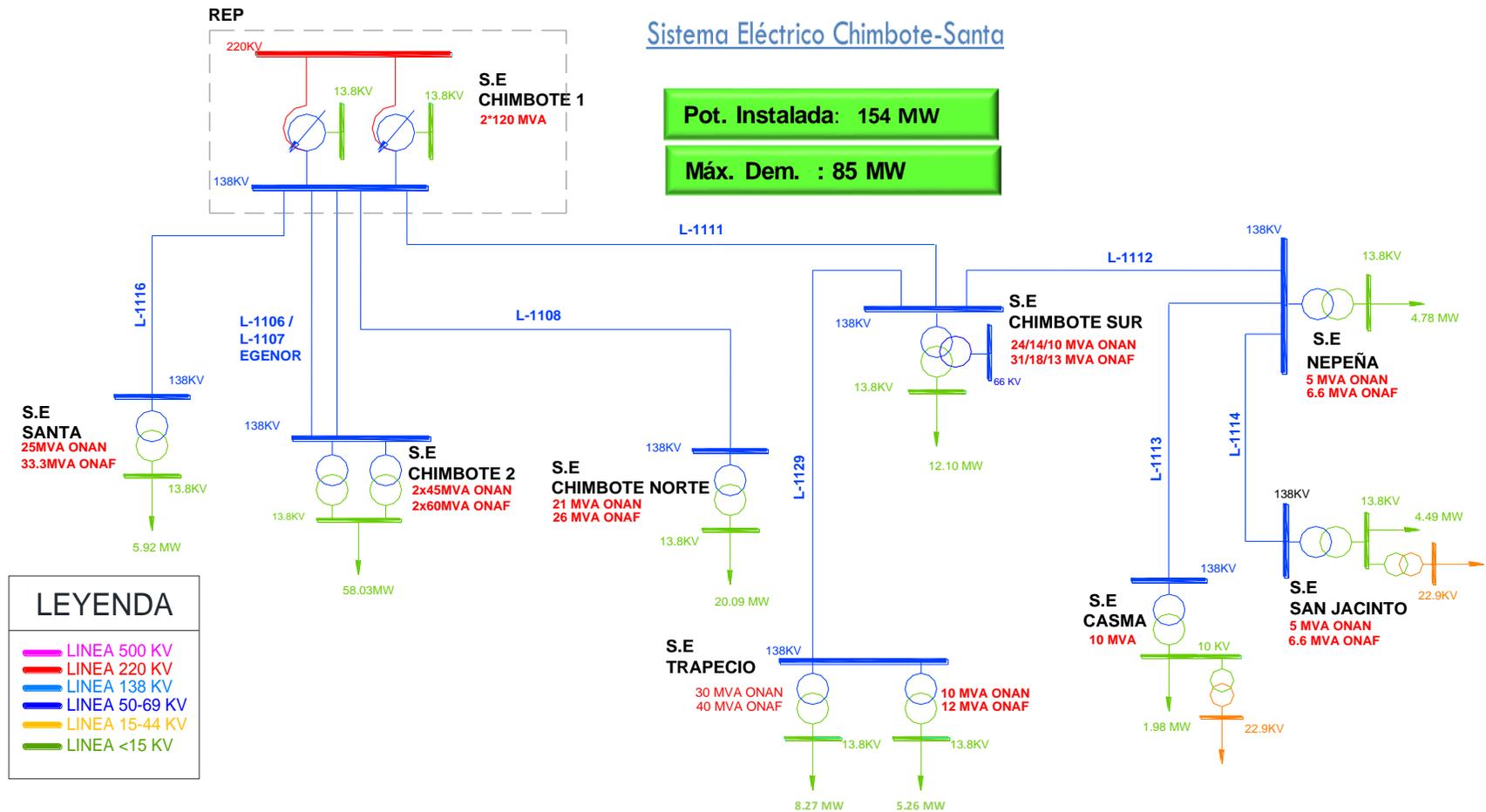


Figura 22. Diagrama unifilar sistema eléctrico Chimbote – Santa, UU.NN. Chimbote
Fuente: Hidrandina, CCO - Chimbote

2.8.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (SET)

Son conjuntos de equipos e infraestructura destinada a la transformación de la tensión eléctrica, seccionamiento y protección de los circuitos de alta y media tensión.

Actualmente la UU.NN. Chimbote, cuenta con 11 centros de transformación o subestaciones de transformación, de las cuales una SET, S.E. Chimbote 01, sus instalaciones es propiedad de un tercero (REP del Perú), en el siguiente tabla se muestra los centros de transformación administrados por la UU.NN. Chimbote.

Tabla 11: Centros de transformación de la unidad de negocios Chimbote.

Nombre Corto	Nombre	Propiedad	Nom Propietario	Pot Nominal (MVA)	Rel Tra (kV)	Max Demanda (MW)
STA	S.E. SANTA	D	CONCESIONARIA	33,33	138/13,8	5,92
CHD	S.E. CHIMBOTE-02	D	CONCESIONARIA	90	138/13,8	0,43
CHN	S.E. CHIMBOTE NORTE	D	CONCESIONARIA	26	138/13,8	20,09
SJC	S.E. SAN JACINTO	D	CONCESIONARIA	6,6	138/13,8	4,49
CAS	S.E. CASMA	D	CONCESIONARIA	10	138/10	1,98
CHU	S.E. CHIMBOTE-01	T	REP DEL PERU	240	138/13,8	
HUA	S.E. HUARMEY	D	CONCESIONARIA	13	66/10/22,9	3,6
NEP	S.E. NEPEÑA	D	CONCESIONARIA	6,6	138/13,8	4,78
CHS	S.E. CHIMBOTE SUR	D	CONCESIONARIA	31	138/13,8	12,1
PAL	S.E. PALLASCA	D	CONCESIONARIA	9	66/10/22,9	5,15
TRA	S.E. TRAPECIO	D	CONCESIONARIA	52,00	138/13,8	14,08

Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

2.8.3 ALIMENTADOR DE MEDIA TENSION (AMT)

Los alimentadores en media tensión son conjunto de componentes eléctricos en media tensión cuyos valores de voltaje varía de 1 000 a 35 000 voltios, y son destinados al transporte de la energía hasta la subestación de distribución.

En la UU.NN. Chimbote se encuentran operando 38 alimentadores en media tensión, con niveles de tensión de 10 kV; 13,8 kV y 22,9 kV, con una extensión 1 766,24 km de red de media tensión.

Tabla 12: Alimentadores por centro de transformación - unidad de negocios Chimbote

Centro de Transformación	Codigo de Alimentador	Nombre de Alimentador	Nivel de Tensión (kV)
S.E. CASMA	CAS061	Casma	10
	CAS062	Puerto Casma	10
	CAS063	Quillo	10 / 22,9
	CAS064	Tortugas	22,9
S.E. CHIMBOTE NORTE	CHN011	Pardo	13,8
	CHN012	Olaya	13,8
	CHN013	Humbolt	13,8
	CHN021	Industrial	13,8
	CHN022	Florida	13,8
	CHN024	8va. Norte	13,8
	CHN025	9na. Norte	13,8
S.E. CHIMBOTE SUR	CHS031	8va. Sur	13,8
	CHS032	7ma. Sur	13,8
	CHS033	9na. Sur	13,8
S.E. CHIMBOTE-01	CHU071	Cambio Puente	13,8
S.E. HUARMEY	HUA081	Huarmey	10
	HUA082	PSE Huarmey	22,9
	HUA083	Puerto Hurmey	10
	HUA084	Puerto Culebras	22,9
S.E. NEPEÑA	NEP041	Nepeña	13,8
	NEP042	Samanco	13,8
S.E. PALLASCA	PAL091	Pallasca	10
	PAL092	Conchucos - Pampas	22,9
	PAL094	Llapo	22,9
S.E. SAN JACINTO	SJC051	San Jacinto	13,8
	SJC052	Moro - Jimbe	13,8 / 22,9
	SJC053	Agroindustria San Jacinto	13,8
S.E. SANTA	STA121	Coishco	13,8
	STA122	Santa	13,8
	STA123	Coishco Industrial	13,8
	STA124	Coishco Puerto	22,9
S.E. TRAPECIO	TRA001	Pescadores	13,8
	TRA002	Lacramarca	13,8
	TRA003	Libertad	13,8
	TRA004	Huascaran	13,8
	TRA005	San Juan	13,8
	TRA006	Meiggs	13,8
	TRA007	Bancharo	13,8

Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

2.8.4 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCION (SED)

Las subestaciones de distribución es un conjunto de equipos e infraestructura instalados en los alimentadores de MT, destinada a transformar la energía a niveles de baja tensión para el uso final de los usuarios.

En la UU. NN. Chimbote, cuenta con 38 alimentadores de media tensión, con niveles de tensión de 13,8 kV; 10 kV y 22,9 kV. Que abastecen a 2 679 transformadores de distribución tanto propios como particulares localizados dentro de la concesión.

Tabla 13: Cantidad de SED por centros de transformación - unidad de negocios Chimbote

Centro de Transformación	Cantidad de SED
S.E. CHIMBOTE NORTE	507
S.E. CASMA	489
S.E. TRAPECIO	446
S.E. CHIMBOTE SUR	381
S.E. SANTA	224
S.E. HUARMEY	219
S.E. SAN JACINTO	199
S.E. PALLASCA	102
S.E. NEPEÑA	82
S.E. CHIMBOTE-01	30
Total	2 679

Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

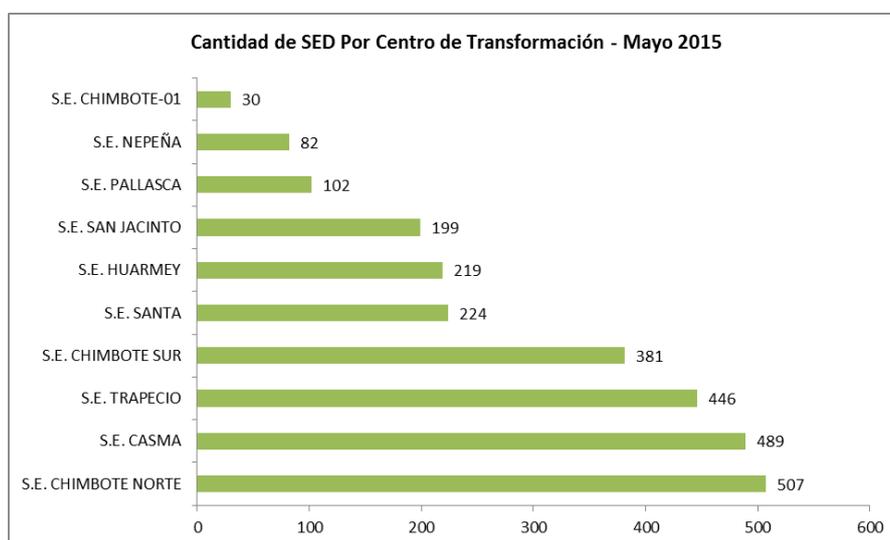


Figura 23. Cantidad de SED por centros de transformación en la unidad de negocios Chimbote
Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

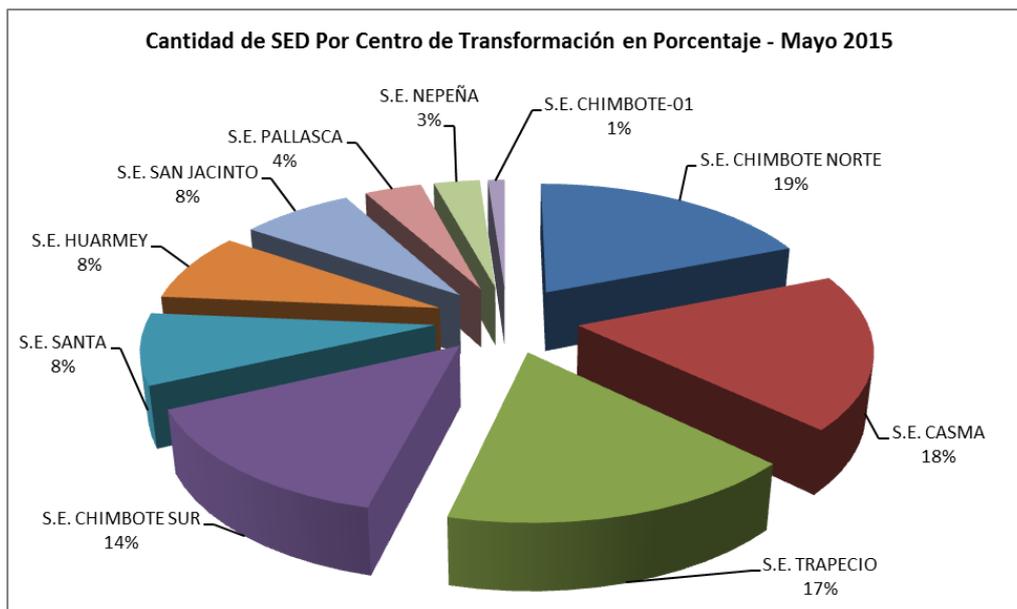


Figura 24. Cantidad de SED por centros de transformación en la unidad de negocios Chimbote
Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

2.8.5 INSTALACION DE ALUMBRADO PÚBLICO

El parque de alumbrado público dentro del ámbito de la unidad de negocios cuenta con una potencia instalada de 3,97 MW.

Tabla 14: Parque de alumbrado público en la unidad de negocios Chimbote

Centro de Transformación	Total Luminarias	Pot. Instalada (MW)
S.E. CHIMBOTE NORTE	11 784	1 056
S.E. CHIMBOTE SUR	10 770	851
S.E. TRAPECIO	7 822	712
S.E. CASMA	5 014	373
S.E. SANTA	4 315	341
S.E. HUARMEY	2 581	199
S.E. PALLASCA	2 407	157
S.E. SAN JACINTO	2 208	154
S.E. NEPEÑA	1 187	83
S.E. CHIMBOTE-01	595	42
Total	48 683	3 967

Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

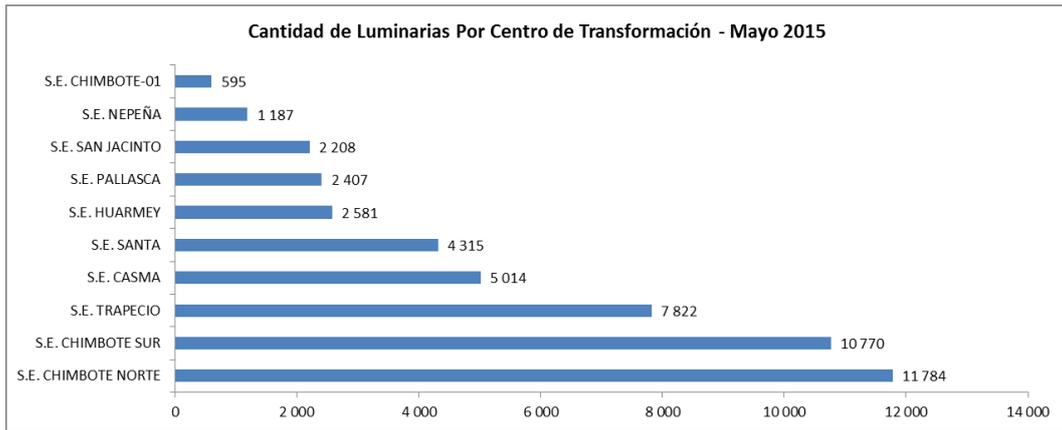


Figura 25. Cantidad de luminarias por centro de transformación UN Chimbote
Fuente: UMD; datos hasta mayo del 2015.

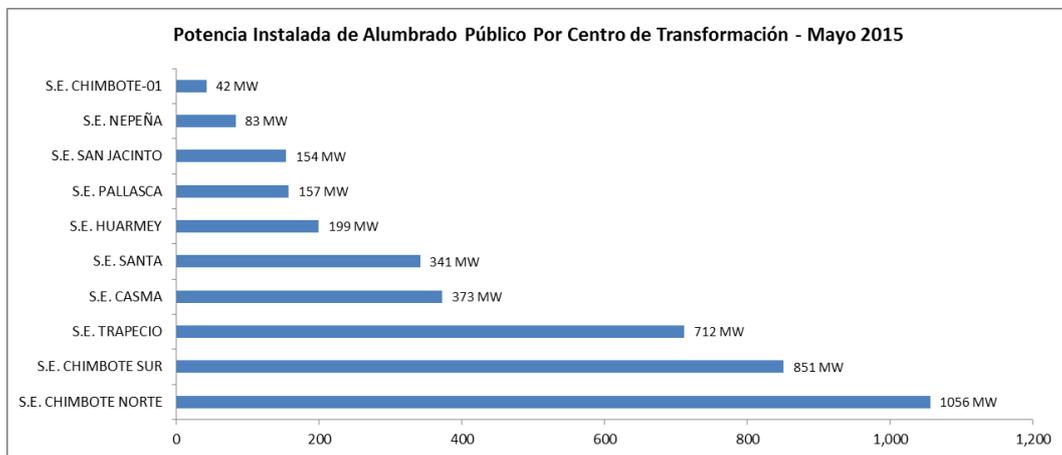


Figura 26. Potencia instalada de alumbrado público por centro de transformación UN Chimbote
Fuente: UMD; datos hasta mayo del 2015

2.8.6 SUMINISTROS Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

La cantidad de suministros en los diferentes centros de transformación de la unidad de negocios Chimbote se observa en el siguiente gráfico.

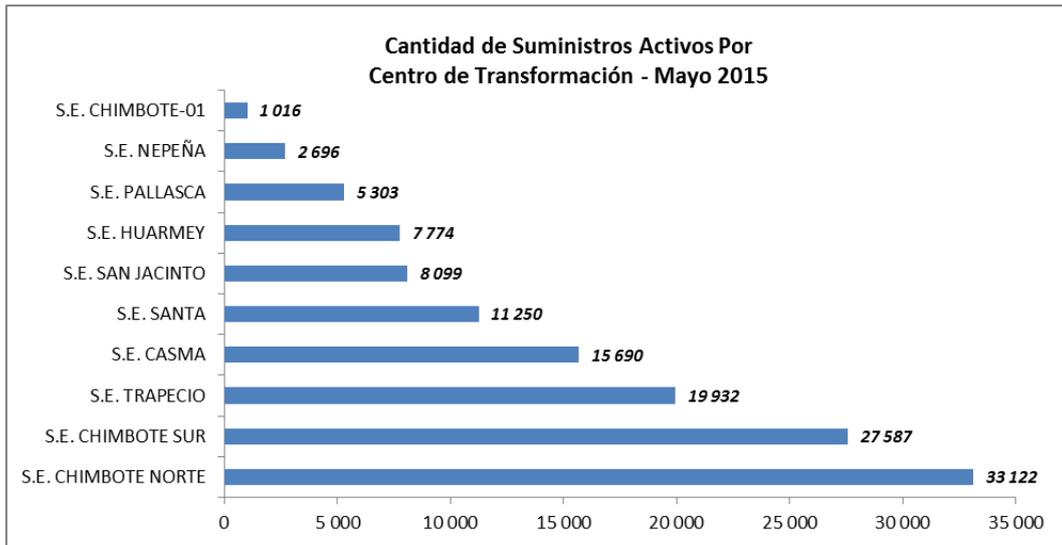


Figura 27. Cantidad de suministros activos por centro de transformación UN Chimbote
Fuente: UMD; datos hasta mayo del 2015

2.9 BALANCE ENERGETICO UNIDAD DE NEGOCIOS CHIMBOTE

En la siguiente tabla se puede apreciar el balance energético desde el año 1995 al año 2015.

Tabla 15: Balance de energía eléctrica unidad de negocios Chimbote periodo 1995-2015

BALANCE DE ENERGÍA							
Año	Meses	Energía Comprada (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Facturada (MWh)	Pérdidas de Energía (MWh)	% Pérdidas Mensuales de Energía	% Prom. Móvil
1995		217 695,02	203 528,61	146 563,32	56 965,29	27,99%	
1996		233 897,94	217 521,65	157 288,77	60 232,88	27,69%	
1997		235 015,72	217 993,91	166 861,05	51 132,85	23,46%	
1998		178 478,84	168 034,13	131 807,92	36 226,21	21,56%	
1999		203 540,22	186 411,83	150 210,41	36 201,42	19,42%	
2000		201 906,37	188 008,18	163 562,71	24 445,47	13,00%	
2001		202 480,99	188 800,98	167 087,58	21 713,40	11,50%	
2002		198 905,54	184 052,38	163 340,69	20 711,69	11,25%	
2003		210 787,33	194 718,97	175 015,91	19 703,06	10,12%	
2004		239 149,71	222 474,53	198 702,77	23 771,76	10,69%	
2005		246 832,82	228 408,94	204 140,61	24 268,32	10,62%	
2006		267 291,49	250 101,70	222 680,83	27 420,87	10,96%	
2007		285 944,11	267 793,90	238 886,94	28 906,96	10,79%	
2008		308 973,42	291 387,37	261 898,23	29 489,14	10,12%	
2009		317 495,25	300 077,11	269 853,16	30 223,96	10,07%	
2010		325 803,54	305 718,62	273 985,17	31 733,45	10,38%	
2011		376 817,11	357 685,35	320 792,51	36 892,84	10,31%	
2012		387 368,56	367 788,15	332 689,60	35 098,54	9,54%	
2013		407 423,19	388 661,05	353 503,86	35 157,19	9,05%	
2014	ene-14	39 268,77	37 566,18	33 822,58	3 743,60	9,97%	9,10%
2014	feb-14	34 407,66	32 888,59	29 606,79	3 281,81	9,98%	9,16%
2014	mar-14	35 555,86	33 840,70	30 256,53	3 584,18	10,59%	9,22%
2014	abr-14	33 998,61	32 223,94	28 738,13	3 485,80	10,82%	9,29%
2014	may-14	33 753,81	31 908,36	28 308,62	3 599,74	11,28%	9,43%
2014	jun-14	35 838,19	34 042,71	30 471,78	3 570,93	10,49%	9,55%
2014	jul-14	32 526,94	30 417,54	27 165,31	3 252,22	10,69%	9,62%
2014	ago-14	30 806,25	28 678,14	25 578,00	3 100,15	10,81%	9,67%
2014	sep-14	30 709,54	28 661,87	25 611,31	3 050,55	10,64%	9,69%
2014	oct-14	32 715,51	30 388,38	27 058,92	3 329,46	10,96%	9,67%
2014	nov-14	31 894,57	29 843,12	26 513,67	3 329,45	11,16%	9,80%
2014	dic-14	34 675,78	32 445,30	28 803,42	3 641,88	11,22%	10,70%
2014		406 151,49	382 904,84	341 935,06	40 969,78	10,70%	
2015	ene-15	34 498,09	32 514,71	28 794,72	3 719,99	11,44%	10,80%
2015	feb-15	32 929,64	31 393,71	28 123,91	3 269,80	10,42%	10,80%
2015	mar-15	36 707,88	34 786,21	30 575,81	4 210,40	12,10%	10,86%
2015	abr-15	45 232,65	43 441,19	39 543,19	3 898,01	8,97%	10,73%
2015	may-15	37 583,44	35 781,82	31 819,42	3 962,40	11,07%	10,76%
2015	jun-15	32 476,64	30 878,06	27 360,47	3 517,59	11,39%	10,79%
2015	jul-15	32 696,25	30 956,94	27 274,74	3 682,20	11,89%	10,83%
2015	ago-15	33 187,90	31 334,20	27 491,17	3 843,03	12,26%	10,90%
2015	sep-15	33 166,48	31 446,92	27 773,26	3 673,66	11,68%	10,93%
2015	oct-15	34 012,22	32 166,30	28 203,67	3 962,62	12,32%	10,98%
2015	nov-15	35 686,07	33 877,12	30 285,16	3 591,96	10,60%	10,95%
2015	dic-15	38 567,62	36 580,68	32 572,36	4 008,32	10,96%	11,19%
2015		426 744,88	405 157,86	359 817,88	45 339,97	11,19%	

Fuente: Control de pérdidas Chimbote.

2.10 EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELECTRICA

En la Figura 28, se observa la evolución de las pérdidas en distribución en la unidad de negocios Chimbote.

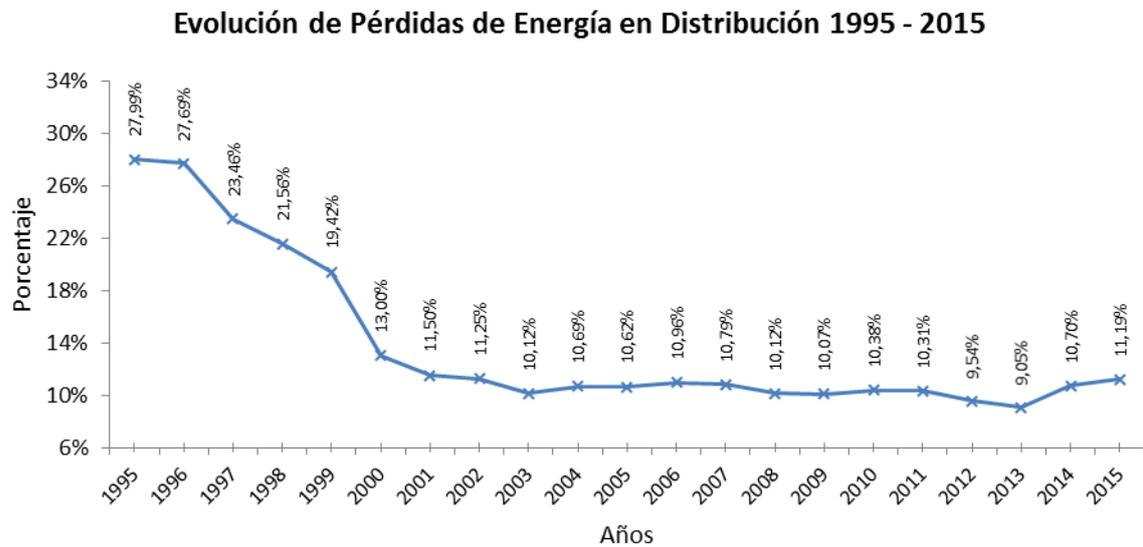


Figura 28. Evolución de las pérdidas de energía en distribución – UN Chimbote periodo 1995 – 2015
Fuente: Control de pérdidas Chimbote.

CAPÍTULO III
ESQUEMA METODOLÓGICO

3.1 DISEÑO DE METODOLOGÍA

El diseño metodológico a utilizarse está destinado al subsistema de distribución, en la figura 29, 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 del alimentador CHS032 “7ma SUR”.

El estudio permite utilizar una metodología basada en fundamentos teóricos y prácticos, las pérdidas evaluadas en el 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.

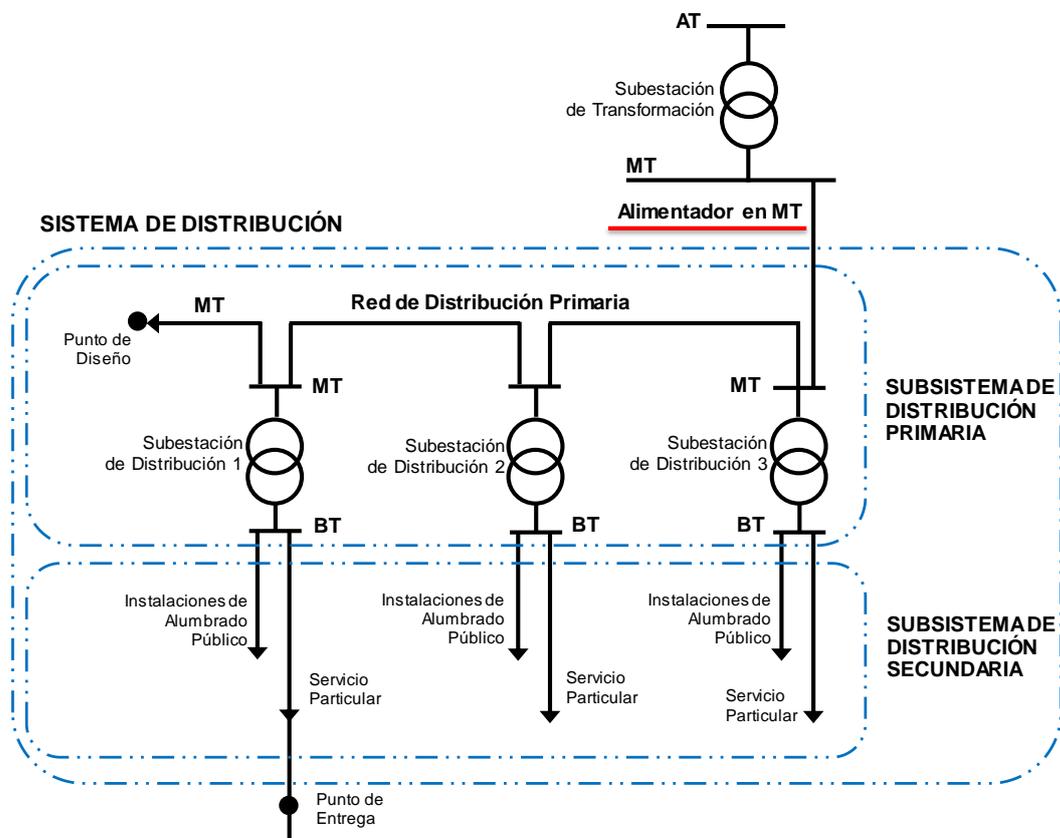


Figura 29. Subsistema de distribución

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 deber 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

en el sistema y por lo tanto sus pérdidas correspondientes.

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 CHS032 “7ma Sur”, que corresponde a la S.E. Chimbote Sur, 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 del 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 2014.
- 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 dada 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 a 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 DE 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 realizara 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 dará 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.

En el presente estudio se utilizó como herramienta computacional el programa “DAP” que presenta alternativas para el Análisis y Planeamiento de Sistemas de Distribución, el DAP es un software en ambiente GIS – Geographic Information System, utilizando de manera directa la gran base de datos del Sistema de Información de Distribución Georeferenciado “MAXIMUS”, donde se tiene la información de cada componente del sistema eléctrico de la compañía.

Los sistemas GIS permiten administrar las instalaciones eléctricas gestionando información tabular y geográfica en mapas que reflejan la topología real y un entendimiento rápido del estado actual.

El Software DAP está especializado para el análisis y planeamiento de sistemas eléctricos de distribución. El programa permite el análisis y diseño de sistemas eléctricos de

distribución de baja y media tensión en base a cálculos de flujo de potencia, calidad del producto y pérdidas de potencia y energía, con algoritmos de cálculo apropiados para líneas eléctricas radiales de cargas desequilibrados. Los datos de entrada y salida del sistema están en ambiente GIS y base de datos relacional.

El diseño del sistema se basa en una arquitectura Cliente / Servidor. El permite el acceso a la base de datos relacional y geográfica de la empresa para tomar la información de líneas de distribución y datos de facturación (consumo de clientes) para el análisis y planeamiento.

Una ventaja comparativa del software frente a otros, es que tiene salidas de cálculos de pérdidas de energía, procesadas y organizadas en cuadros comparativos con los factores de pérdidas establecidos en el VAD. Igualmente los resultados de calidad del producto son organizados de acuerdo a los lineamientos establecidos en la base metodológica de la NTCSE.

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.

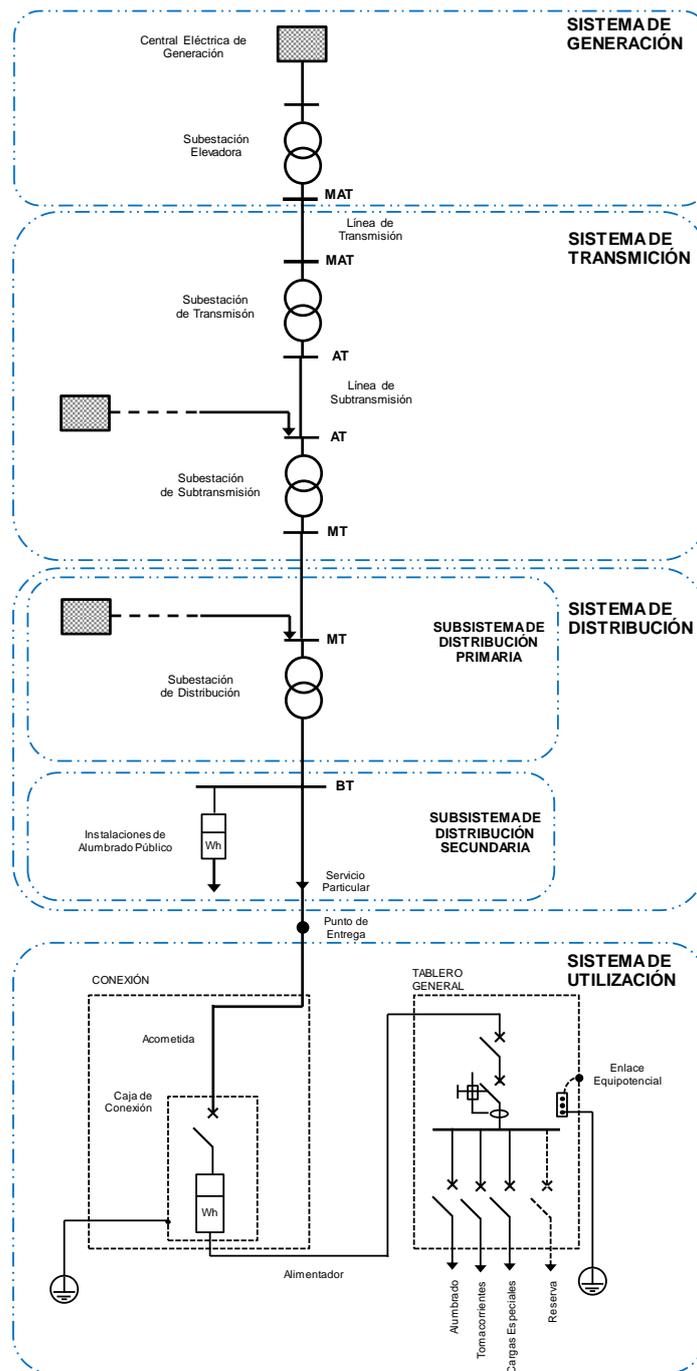


Figura 30. División por niveles de tensión.

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).

Para facilitar el análisis el software muestra el alimentador MT o los circuitos de BT objeto del estudio. Aquí cobra importancia la representación gráfica que describe la topología real de las redes.

Ver Figuras 31 y 32.

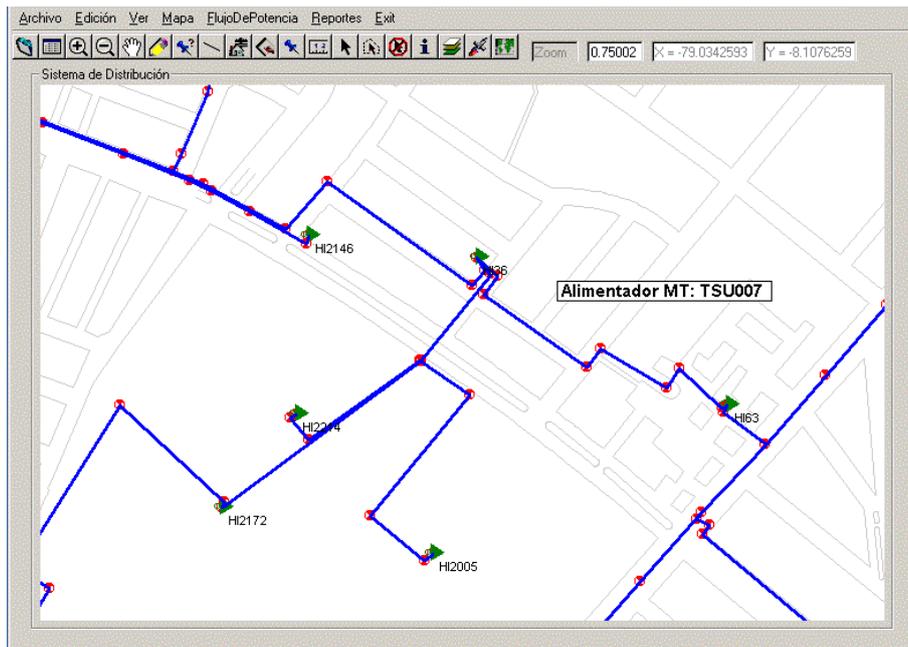


Figura 31. Representación de redes MT

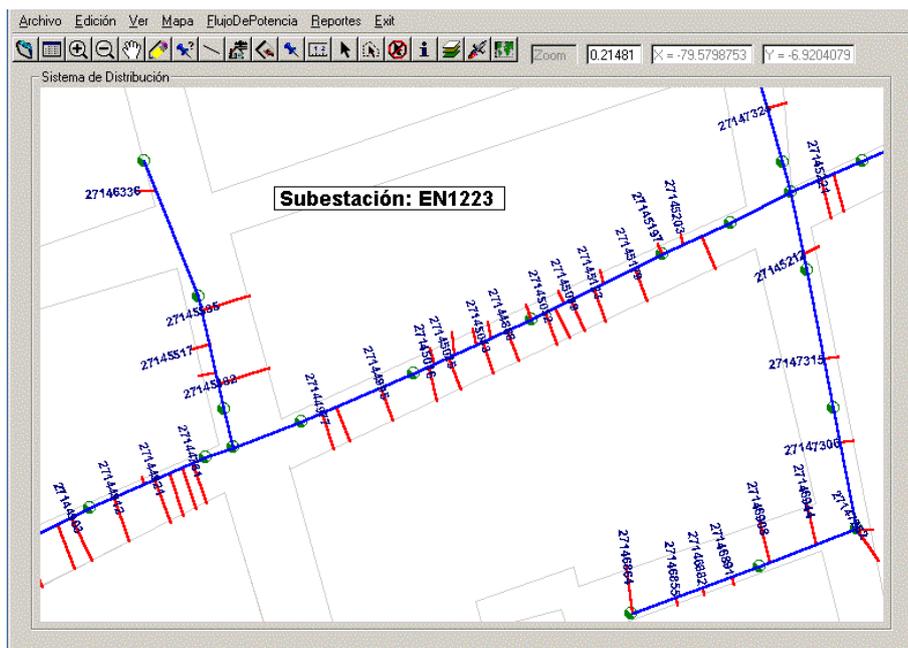


Figura 32. Representación de redes BT

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.

El método utilizado por el software “DAP” es el de suma de corrientes, el mismo que podemos resumir como sigue:

Considerando un sistema eléctrico simplificado a un alimentador con 3 nodos, 2 tramos, 2 cargas y una fuente como se muestra en la Figura 33.

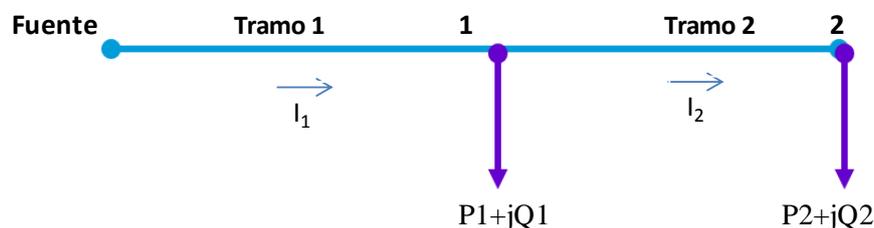


Figura 33. Diagrama simplificado de un sistema eléctrico de distribución radial

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:

¿Se cumple? $\quad \left| V_{i(k+1)} - V_{i(k)} \right| \leq \varepsilon$

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 (ejemplo 0,001).

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 (Dmax 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 al 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 34.

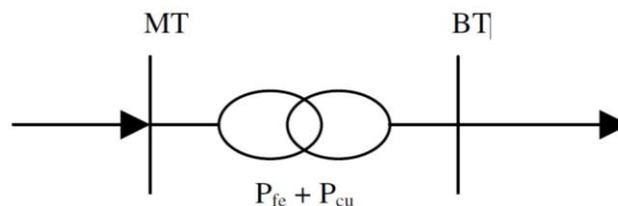


Figura 34. Representación de un transformador de distribución

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 cortocircuito 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.

Las pérdidas en el Fe se obtienen de manera directa, la tarea es determinar las pérdidas de potencia en el Cu a una potencia distinta de la nominal.

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

Las pérdidas en el Cu con carga P_{BT} 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: P_{BT} 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:

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

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

3.7 CÁLCULO DE FLUJO DE CARGA

El software DAP en entorno GIS permite los siguientes:

- Conocer las tensiones en los nodos de carga (Figura 35).
- Conocer los flujos de potencia en las líneas (Figura 35).
- Pérdidas de energía en líneas y transformadores de distribución (Figura 36).
- Simulaciones en distintas condiciones de operación.
- Mapas temáticos de redes en función de la caída de tensión (Figura 37).
- Mapas temáticos de transformadores en función de las pérdidas técnicas (según factor de utilización)

Mapas temáticos diversos.

Este módulo es de vital importancia para la planificación, operación, mantenimiento y control de redes eléctricas.

Datos de línea o tramo de red					
Subestación:	P422	Alimentador:	44714	Vano:	35910
Longitud:	82	Calibre Fase:	3x25	Calibre Neutro:	1x16
		Resist en Ohms	0.0666	React. en Ohm	0.0291

Fase R		Fase S		Fase T	
Flujo (kW):	1.83	Flujo (kW):	1.86	Flujo (kW):	1.86
Flujo (kVAR):	0.9	Flujo (kVAR):	0.93	Flujo (kVAR):	0.93
Tensión (V):	9545	Tensión (V):	9655.3	Tensión (V):	9657.5
Corriente (I):	0.21	Corriente (I):	0.22	Corriente (I):	0.22
Perd.(Kw)	0	Perd.(Kw)	0	Perd.(Kw)	0
Perd.(kVAr)	0	Perd.(kVAr)	0	Perd.(kVAr)	0
Angulo V :	0.02	Angulo V :	120.09	Angulo V :	240.04
Cos FI	0.89734996	Cos FI	0.89442719	Cos FI	0.89442719
% Caid. Tens.	3.81	% Caid. Tens.	3.81	% Caid. Tens.	3.81

Flujo de Potencia Total (RST)		Perdida de Potencia Total (RST)	
kW	5.55	kW	0
kVAr	2.76	kVAr	0

Figura 35. Reporte de resultados de flujo de potencia

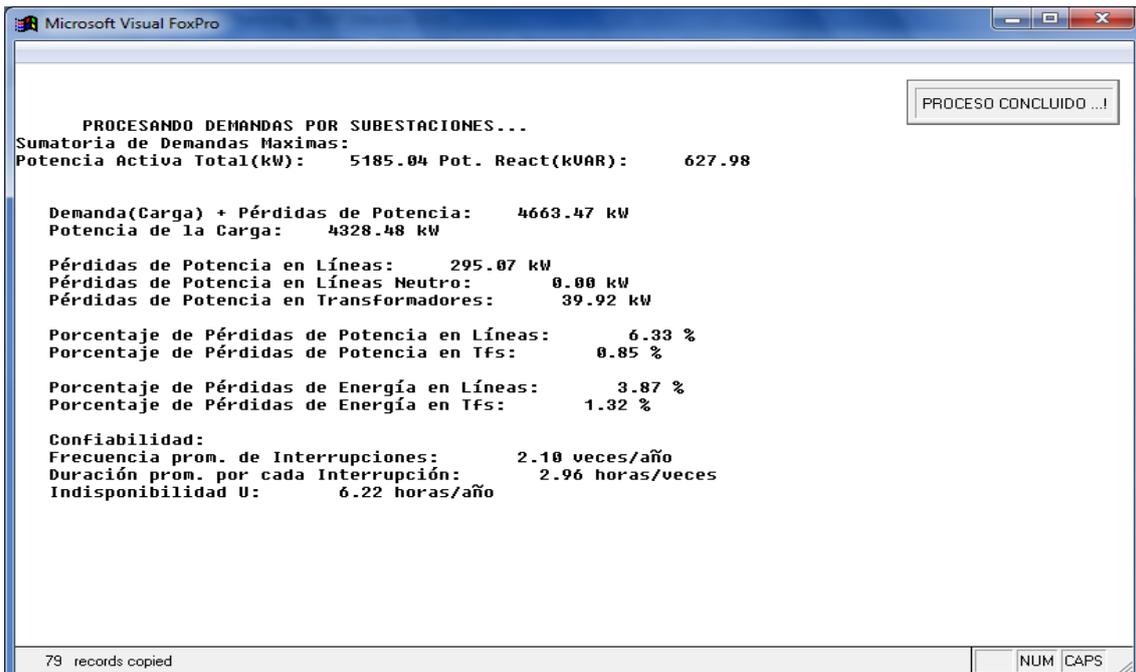


Figura 36. Pérdidas de potencia y energía en líneas y transformadores.

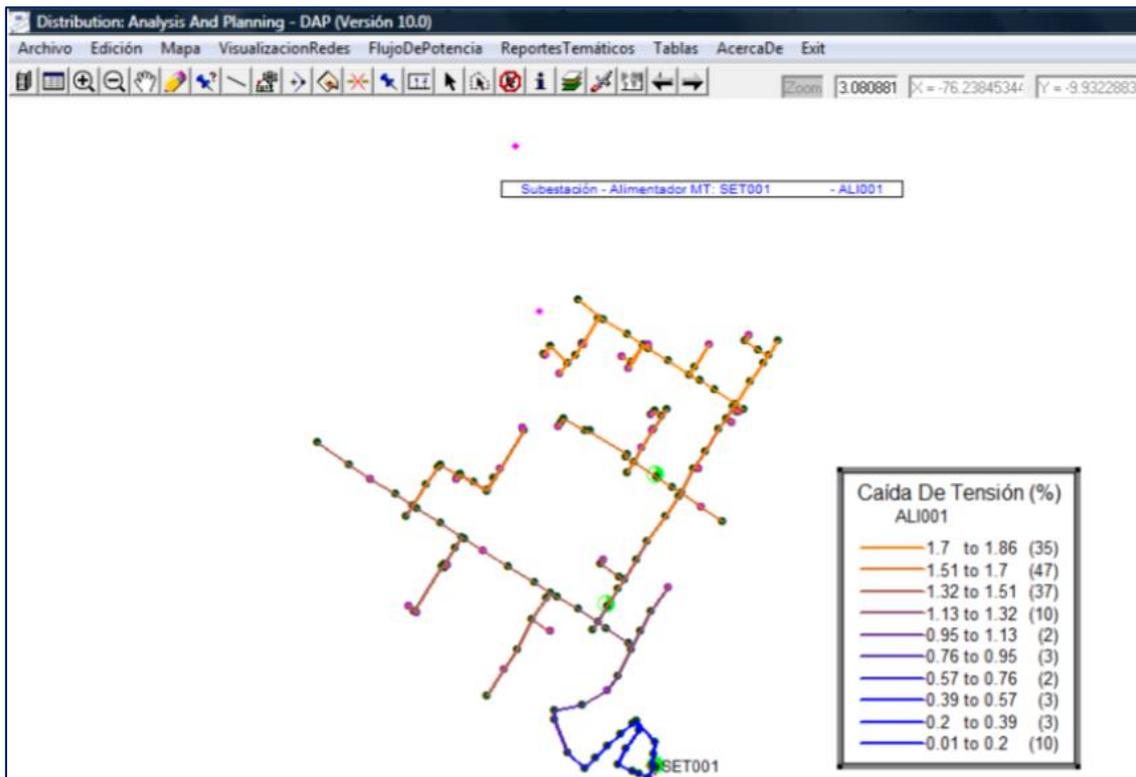


Figura 37. Mapeo de redes en función de las caídas de tensión.

3.8 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 → Factor de pérdidas.

P_i → Demanda promedio en el intervalo i .

P_{\max} → 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 £ 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} → 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 es igual a:

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

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.

3.9 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 constituye 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.

3.9.1 CAUSALES 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.

3.9.2 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:

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

Donde:

E_D : Energía distribuida
 E_F : Energía facturada
 P_{ED} : Pérdidas en distribución

Siendo:

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

P_T : Pérdidas técnicas.
 P_{NT} : Pérdidas no técnicas.

3.10 DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS

3.10.1 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

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

3.10.2 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- Guías de observación
- Guía de análisis de documentos

3.11 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS

Para medir y registrar de consumo 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.
- Medidor del alimentador CHS032

3.12 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

3.12.1 ENFOQUE CUANTITATIVO

Para el presente caso nuestro universo de datos considero las mediciones de energía de 12 meses, correspondientes al año 2014 del total de alimentadores de la unidad de negocios Chimbote, 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.

3.12.1.1 PROCEDIMIENTOS

Los procedimientos utilizados de acuerdo al subsistema objeto de análisis son:

Sistema de Distribución MT:

Se realizó en un alimentador de la unidad de negocios Chimbote el análisis de pérdidas técnicas mediante el método de flujo de potencia, con la ayuda del software DAP, considerando al alimentador de energía eléctrica denominado CHS032 “7ma Sur”, ya que representa para el servicio eléctrico Chimbote el más importante por la cantidad de energía y potencia que transporta, 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, con la ayuda del Software DAP a toda las subestaciones de distribución pertenecientes al

alimentador CHS032 “7ma. Sur”, lo que significo realizar el cálculo y flujo a 183 SED’s, que atienden una demanda de 1 528,8 MWh y 15 463 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.

3.12.2 SELECCIÓN DE LA MUESTRA

La selección del alimentador primario de la unidad de negocios Chimbote de HIDRANDINA SA. Se hizo en base de la información disponible para el estudio, y ser la más importante en el análisis por la cantidad de energía y potencia que transporta, así como el número de clientes que atiende, de los 23 alimentadores que corresponden a la unidad de negocios Chimbote, se selecciona al alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

Asimismo con el fin de lograr una buena estimación estadística, de las clasificaciones de pérdidas no técnicas en las redes de distribución de energía de baja tensión, en el presente estudio se seleccionó a 375 de los 15 463 clientes pertenecientes al alimentador CHS032 “7ma. Sur”, siendo la muestra más adecuada (muestra representativa), para un nivel de confianza del 95% y error máximo del 0,05; esta muestra se repartió proporcionalmente de acuerdo al porcentaje de participación de clientes en los distintos sectores que abarca el alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

Con los resultados obtenidos de la muestra seleccionada y considerando los criterios de selección por cada rango de consumo, se realizara la inspección de suministros y de este modo se determinara el porcentaje de participación que cada una de las causas de las pérdidas no técnicas, las mismas que serán cuantificadas y serán inferidos al total de la población con el error estadístico que previamente fue establecido para el cálculo del tamaño de la muestra.

El muestreo es parte del análisis de ingeniería presentada en el presente proyecto, en el

alimentador primario tomado para el estudio de pérdidas la cual presenta un porcentaje elevado de pérdidas totales de energía, debido a la complejidad de un sistema de distribución como es el caso de los circuitos secundarios, capacidades en los transformadores, calibres de conductores, topologías, longitudes, categoría de sus clientes asociados a cada transformador y el uso de la energía en forma ilegal.

Si el objetivo es estimar las causas que dan origen a las pérdidas no técnicas de energía a nivel de alimentador, la diversidad enunciada hace que la dispersión o varianza en el conjunto de la población sea muy grande, las técnicas de muestreo en estos casos sugieren un muestreo no probabilístico por cuotas, donde la población se estratifico por sectores, y se seleccionaron clientes por conveniencia de acuerdo a un análisis de consumo de todos los clientes.

En el presente proyecto para la selección de la muestra se ha tenido en cuenta la siguiente expresión.

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot (1-p)}{(N-1) \cdot e^2 + Z^2 \cdot p \cdot (1-p)}$$

Donde:

n = Tamaño de la muestra

N = Tamaño de la población

Z = Varianza, constante de acuerdo al nivel de confianza

p = Nivel de confianza

e = Error de estimación

CAPÍTULO IV
CÁLCULO ANÁLISIS Y
DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE
ENERGÍA

4.1 SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR

Para la implementación de la metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía es necesario elegir un alimentador en el cual sea factible realizar el estudio, para esto es importante previamente realizar el levantamiento geográfico en su totalidad de todos los componentes del sistema, así como de los clientes asociados al circuito.

En el presente estudio se opta por el alimentador CHS032 “7ma Sur”, perteneciente a la subestación de transformación Chimbote Sur, el cual cubre un área en su totalidad urbana, que de acuerdo a la experiencia del personal es un alimentador con elevado hurto de energía.

A pesar de estar levantada toda la información del alimentador CHS032 “7ma Sur”, es decir tanto los componentes de media tensión, baja tensión e información de clientes, se procedió a realizar la actualización del alimentador para corroborar la información existente y añadir o eliminar equipos y clientes que constaban o no en el sistema de información geográfico.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR

El alimentador CHS032 “7ma Sur” tiene las siguientes características:

- Parte de la subestación de transformación Chimbote Sur.
- Cubre un área urbana en su mayoría residencial y comercial.
- Cuenta con 15 463 clientes.
- Cuenta con 183 transformadores, entre los cuales se dividen en 170 de propiedad de Hidrandina S.A. y 13 de propiedad terceros.
- La capacidad instalada en el alimentador es de 7,52 MVA.
- La demanda máxima para el año 2014 ocurrió en el mes de diciembre con una demanda aproximada de 4,73 MW.
- Su topología es radial.

Tabla 16: Características del alimentador CHS032

DESCRIPCION	UNIDAD	DATOS
Subestación		Chimbote Sur
Código de Subestación		CHS
Potencia de Subestación	MVA	31,00
Nombre de Alimentador		7ma Sur
Código de Alimentador		CHS032
Tipo		Radial
Area de Influencia	Km2	9,24
Voltaje	kV	13,8
Demanda Máxima	MW	4,73
Longitud Total	Km	59,28
Transformadores 1f	U	0
Transformadores 3f	U	183
Medidores 1f	U	15 237
Medidores 3f	U	226
Luminarias	U	5 271
Energía Facturada al mes	MWh	1 528,78
Cantidad de Clientes	U	15 463
Barra	MVA	7,52

Fuente: UMD – Hidrandina UN Chimbote

4.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El alimentador CHS032 “7ma Sur” se encuentra ubicado en la parte sur de la ciudad de Chimbote, su ramal principal avanza por la avenida Anchoqueta para luego continuar por la avenida Argentina y luego por la avenida Central, Pacifico, Alcatraces y terminar en la avenida Integración.

En la Figura 38, se muestra la cobertura de las redes de media tensión del alimentador, en la planimetría de la ciudad de Nuevo Chimbote.

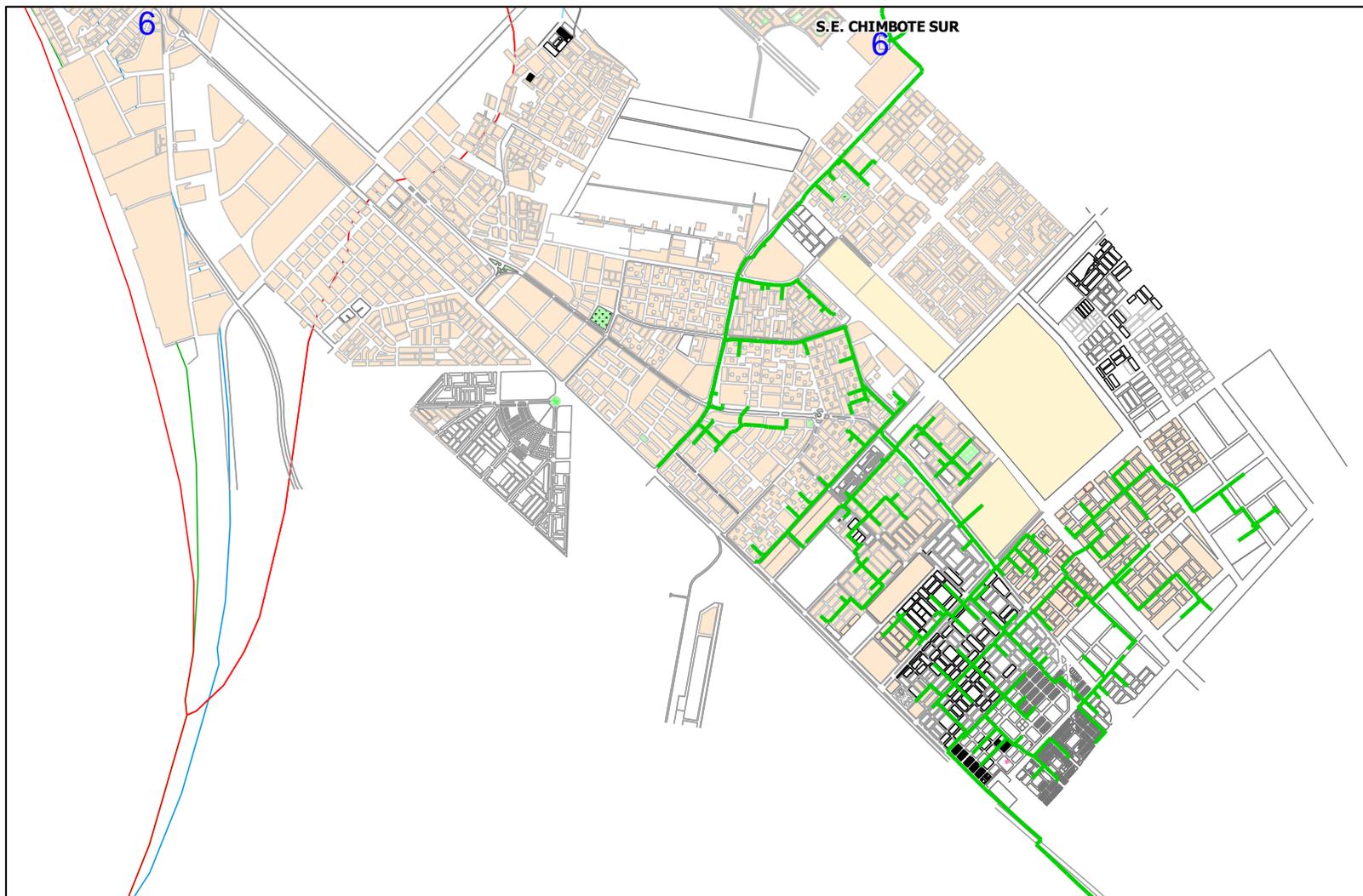


Figura 38. Cobertura del alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

4.2.2 TIPOS DE CLIENTES

Partiendo de la información levantada en el SIG se tiene que el alimentador CHS032 “7ma Sur” tiene 15 463 clientes asociados a su circuito, entre los cuales se diferencian por el tipo de tarifa de acuerdo al uso de la energía, como se muestra en Tabla 17.

Tabla 17: Clasificación de los clientes por el tipo de tarifa

Tarifa	Usuarios		Consumo Mes	
	Cantidad	Porcentaje	kWh	Porcentaje
BT2	2	0,01%	35 057	2,29%
BT3	4	0,03%	4 836	0,32%
BT4	2	0,01%	8 740	0,57%
BT5B	387	2,50%	144 692	9,44%
BT5BR	14 977	96,86%	1 080 194	70,47%
BT5C	1	0,01%	0,00	0,00%
BT5DR	29	0,19%	64 125	4,18%
BT6	48	0,31%	9 690	0,63%
MT3	8	0,05%	166 491	10,86%
MT4	5	0,03%	19 120	1,25%
Total general	15 463	100%	1 532 944	100%

En la Tabla 18, se detalla la cantidad de clientes por rango de consumo agrupados en tarifas.

Tabla 18: Cantidad de Clientes por rango de consumo agrupado en tarifas

Rangos de Consumos	Tarifa										Total general
	BT2	BT3	BT4	BT5B	BT5BR	BT5C	BT5DR	BT6	MT3	MT4	
Hasta 30 kWh		1		90	5 796	1	4	48			5 940
De 31 a 100 kWh		1		79	5 307						5 387
De 101 a 150 kWh				38	2 063						2 101
De 151 a 300 kWh				61	1 484						1 545
De 301 a 500 kWh				40	257						297
De 501 a 750 kWh		1		27	54		1				83
De 751 a 1 000 kWh				15	8		2				25
Exceso de 1 000 kWh	2	1	2	37	8		22		8	5	85
Total general	2	4	2	387	14 977	1	29	48	8	5	15 463

De los valores tabulados se puede observar el predominio de los clientes residenciales con tarifa BT5BR que representan el 96,90 % del total de clientes, y un total del 70,49% del consumo de energía en el alimentador.

4.3 BALANCE ENERGÉTICO INICIAL

La empresa Hidrandina S.A. cuenta con los registros de las magnitudes eléctricas a la salida del alimentador CHS032 “7ma Sur” tomado en intervalos de 15 minutos, de donde se obtiene los valores de demanda para cada intervalo para el período de evaluación.

Con las mediciones obtenidas en la cabecera del alimentador se puede determinar la curva de carga y demandas máximas en el alimentador para el período de análisis considerado.

A continuación se muestra la curva de carga del alimentador CHS032 “7ma Sur” para el mes de abril 2015.

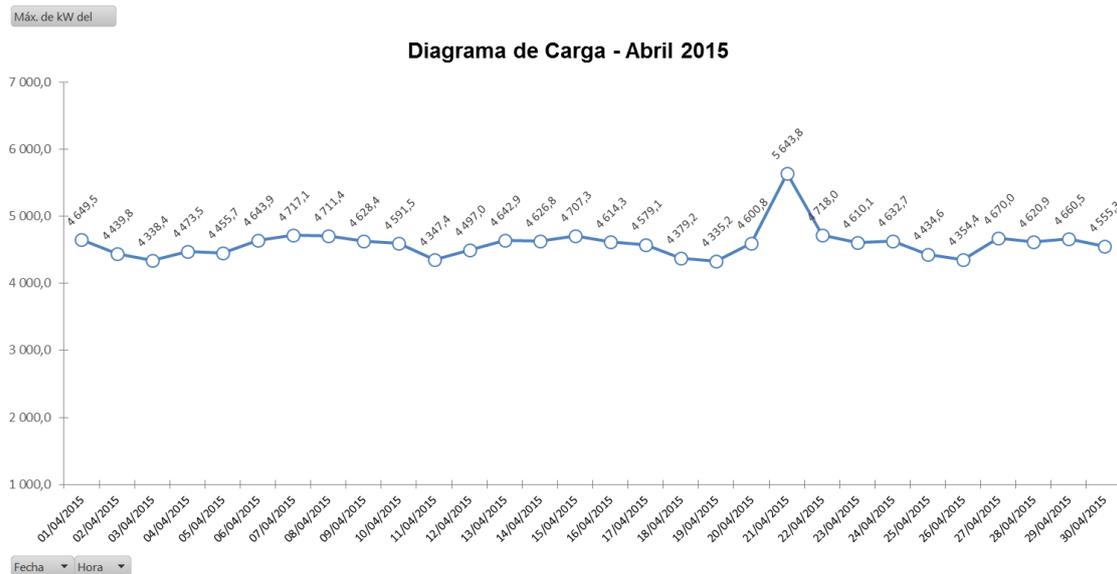


Figura 39. Curva de carga - abril 2015

Las demandas máximas registradas para cada mes, en el año de análisis se tienen las

siguientes:

Tabla 19: Demandas máximas mensuales

Mes	Dmax (MW)
ene-14	4,48
feb-14	4,66
mar-14	4,68
abr-14	4,69
may-14	4,68
jun-14	4,66
jul-14	4,58
ago-14	4,52
sep-14	4,57
oct-14	4,57
nov-14	4,59
dic-14	4,73

Como se puede observar en la Tabla 19, la demanda máxima anual del período de estudio en el alimentador CHS032 “7ma Sur” se registró en el mes de diciembre, específicamente el día 31 a las 21h15m.

4.3.1 ENERGÍA DISTRIBUIDA

La energía distribuida es la sumatoria de los valores de demanda registrados en el medidor de cabecera, ubicados en la subestación a la salida del alimentador, multiplicados por el intervalo de tiempo de registro.

La energía distribuida es determinada para cada mes del año, cuyos valores se especifican en la Tabla 21.

4.3.2 ENERGÍA FACTURADA

La energía facturada es la energía de ventas a los clientes por su consumo, cuyos valores se encuentran asociados a los consumos históricos del total de clientes pertenecientes al

alimentador. Estos valores se obtuvieron del sistema de información comercial de la empresa (Optimus NGC).

De igual manera estos valores se pueden apreciar en la Tabla 21.

4.3.3 ENERGÍA CONSUMIDA EN ALUMBRADO PÚBLICO

El valor de la energía consumida en alumbrado público es determinado a partir del balance de alumbrado público, esto es elaborado por lecturas que se realiza mensualmente a los medidores de alumbrado público.

En Tabla 20 se muestran el tipo de luminarias, su potencia y la cantidad existentes en el alimentador CHS032 “7ma Sur”.

Tabla 20: Tipos de luminarias – Alimentador CHS032

Tipo de Lampara	Potencia de Lamparas (W)	N° de Lamparas	Pot Instalada (kW)
Na	100	47	4,70
Na	150	343	51,45
Na	250	4	1,00
Na	400	6	2,40
Na	50	18	0,90
Na	70	4 853	339,71
Total general		5 271	400,16

A partir de los valores de energía distribuida, registrada en la cabecera del alimentador y las ventas en media y baja tensión y la energía consumida en alumbrado público, se realiza un balance energético inicial que es el punto de partida para la estimación de pérdidas en cada subsistema de la red. Realizando la diferencia entre la energía distribuida, la energía de ventas y la energía consumida en alumbrado público se calculan las pérdidas totales de energía en cuyo valor se encuentran inmersas las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Tabla 21: Balance energético del alimentador CHS032 “7ma Sur”

Mes	Energía Distribuida (MWh)	Max. Demanda (MW)	Ventas en MT (MWh)	Ventas en BT (MWh)	Alumbrado Público	Pérdidas Totales (MWh)	Pérdidas (%)	Pérdidas Acumuladas (%)
ene-14	2 045,76	4,48	208,33	1 354,16	168,50	314,77	15,39%	15,39%
feb-14	1 809,37	4,66	153,10	1 253,96	154,73	247,58	13,68%	14,59%
mar-14	2 082,67	4,68	170,63	1 386,97	169,38	355,69	17,08%	15,46%
abr-14	1 953,77	4,69	172,55	1 295,18	172,08	313,96	16,07%	15,61%
may-14	2 045,48	4,68	180,16	1 362,68	172,33	330,31	16,15%	15,72%
jun-14	1 989,63	4,66	176,20	1 303,98	176,24	333,21	16,75%	15,89%
jul-14	1 961,92	4,58	168,31	1 311,75	184,87	297,00	15,14%	15,79%
ago-14	1 956,23	4,52	160,23	1 256,16	188,01	351,82	17,98%	16,06%
sep-14	1 893,75	4,57	167,99	1 237,83	175,28	312,65	16,51%	16,11%
oct-14	1 983,35	4,57	177,61	1 286,48	182,66	336,60	16,97%	16,19%
nov-14	1 963,16	4,59	172,52	1 271,61	174,61	344,42	17,54%	16,32%
dic-14	2 025,46	4,73	163,18	1 359,98	175,37	326,93	16,14%	16,30%
TOTAL	23 710,54	4,73	2 070,81	15 680,73	2 094,06	3 864,95	16,30%	

El balance energético fue realizado para el año móvil, teniendo que, para diciembre del 2014 se tiene el 16,30 % de pérdidas totales de energía en distribución.

4.3.4 CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

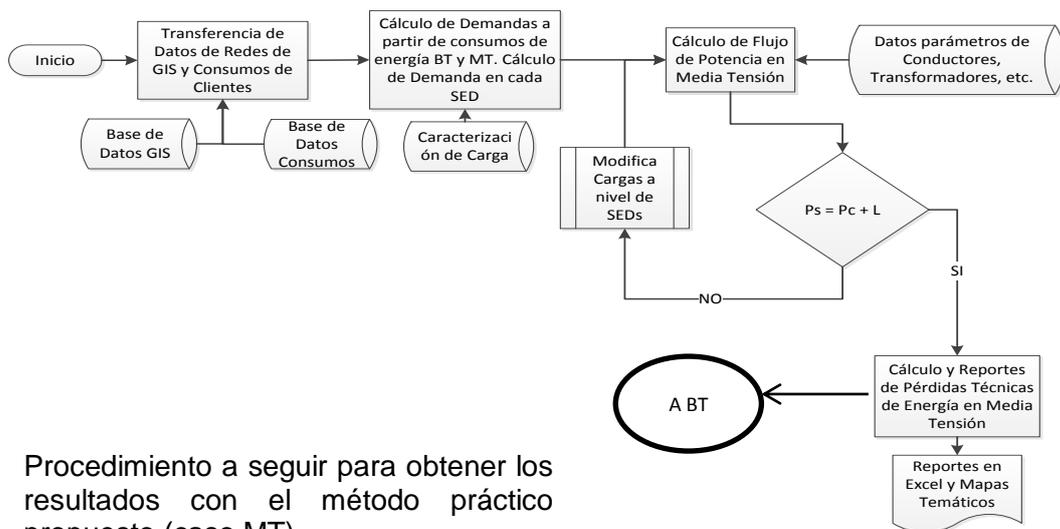
Con el objetivo de desagregar las pérdidas totales, se procede con el cálculo de las pérdidas técnicas para cada etapa funcional del sistema, esto es pérdidas en redes de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, luminarias, acometidas y contadores de energía.

Para el presente estudio se utilizó como herramienta computacional el programa “DAP” que presenta alternativas para el Análisis y Planeamiento de Sistemas de Distribución, el DAP es un software en ambiente GIS – Geographic Information System, utilizando de manera directa la gran base de datos del Sistema de Información de Distribución Georeferenciado “MAXIMUS”, donde se tiene la información de cada componente del sistema eléctrico de la compañía así mismo utiliza los datos de facturación (consumo de clientes).

El Software DAP está especializado para el análisis y planeamiento de sistemas eléctricos de distribución. El programa permite el análisis y diseño de sistemas eléctricos de distribución de baja y media tensión en base a cálculos de flujo de potencia, calidad del producto y pérdidas de potencia y energía, con algoritmos de cálculo apropiados para líneas eléctricas radiales de cargas desequilibrados. Los datos de entrada y salida del sistema están en ambiente GIS y base de datos relacional.

4.3.4.1 PÉRDIDAS EN REDES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

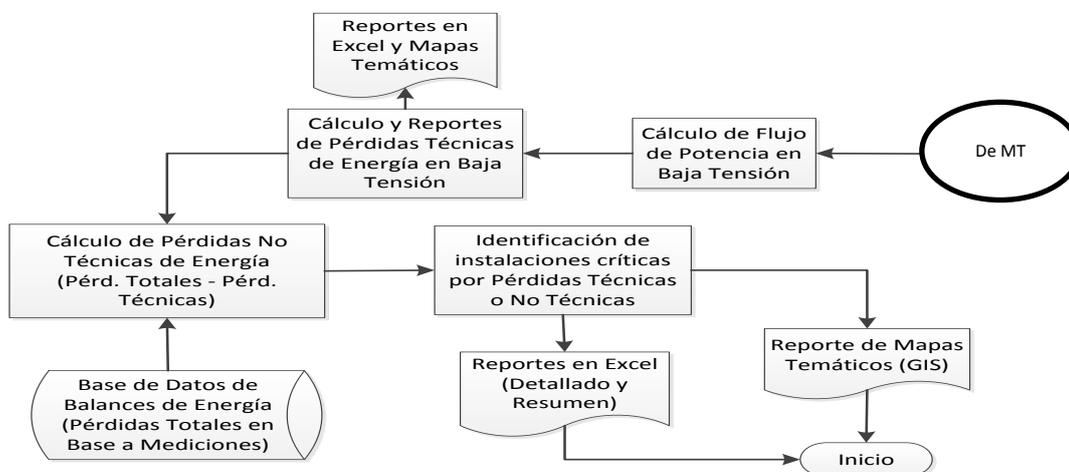
Las pérdidas resistivas en redes de media tensión y transformadores de distribución se realizaron mediante el Software DAP V10.



Procedimiento a seguir para obtener los resultados con el método práctico propuesto (caso MT).

Figura 40. Diagrama de flujo – procedimiento método práctico de cálculo de pérdidas técnicas en MT.

Método de Flujo de Carga utilizado es “suma de corrientes mejorado”.



Método práctico propuesto (caso BT).

Figura 41. Diagrama de flujo – procedimiento método práctico de cálculo de pérdidas técnicas en BT.

Los pasos para realizar el análisis en MT fueron los siguientes:

1. Actualizar demandas: menú flujo de potencia, FP baja tensión, actualizar demandas.
2. Actualizar factor de carga, factor de pérdidas, máxima demanda de cada alimentador MT. En menú tablas (alimentadores MT).
3. Abrir el escenario (datos en DAP) del alimentador o SEP (con visualización o solo para Flujo de Carga).
4. Ir a opción de flujo de potencia y ejecutar.
5. Realizar para todos los alimentadores MT y finalmente ir a la opción de reportes resultados.

Para calcular las pérdidas de energía se utilizó el procedimiento descrito en el capítulo tercero sección 3.4, para cada mes del período en estudio.

Los datos de pérdidas de energía se muestran a continuación:

Tabla 22: Pérdidas en aisladores

Mes	postes	nro_aislad	Perdidas (kW)	Energía (kWh)	% Pérdidas Aisladores
ene-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,16%
feb-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,19%
mar-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,16%
abr-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
may-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,16%
jun-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
jul-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
ago-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
sep-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,18%
oct-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
nov-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
dic-14	1 034	3 102	4,65	3 350,16	0,17%
TOTAL			55,84	40 201,92	0,17%

Tabla 23: Pérdidas en transformadores

Mes	% Pérdidas de Energía en Bobina de Transformadores	% Pérdidas de Energía en Núcleo de Transformadores	% Pérdida de Energía en Transformadores
ene-14	0,54%	2,00%	2,54%
feb-14	0,50%	2,18%	2,68%
mar-14	0,52%	1,96%	2,48%
abr-14	0,49%	2,09%	2,58%
may-14	0,52%	2,07%	2,59%
jun-14	0,47%	2,13%	2,60%
jul-14	0,43%	2,16%	2,58%
ago-14	0,50%	2,09%	2,59%
sep-14	0,49%	2,16%	2,65%
oct-14	0,42%	2,06%	2,48%
nov-14	0,45%	2,08%	2,53%
dic-14	0,45%	2,02%	2,47%
TOTAL	0,48%	2,08%	2,56%

Tabla 24: Pérdidas técnicas en media tensión

Mes	% de Pérdida de Energía en la Línea MT	% Pérdida de Energía Aisladores	% Pérdida de Energía Total MT
ene-14	2,47%	0,16%	2,63%
feb-14	2,34%	0,19%	2,53%
mar-14	2,37%	0,16%	2,53%
abr-14	2,24%	0,17%	2,41%
may-14	2,21%	0,16%	2,37%
jun-14	2,21%	0,17%	2,38%
jul-14	2,01%	0,17%	2,18%
ago-14	2,30%	0,17%	2,47%
sep-14	2,25%	0,18%	2,43%
oct-14	1,99%	0,17%	2,15%
nov-14	2,19%	0,17%	2,36%
dic-14	2,18%	0,17%	2,35%
TOTAL	2,23%	0,17%	2,40%

4.3.4.2 PÉRDIDAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN

En base a la información disponible en el SIG en cuanto a redes, longitudes y tipos de conductores existentes, se tiene:

Los pasos para realizar el análisis en BT, bajo el software DAP, fueron los siguientes:

1. Se debió haber corrido flujo de potencia en MT.
2. Si se realiza el análisis por cada SED, se va a abrir escenarios y se procede en forma similar que para MT.
3. Para correr el proceso para todo un alimentador MT ó SEP ó grupo de SEDs, hay que ir a la opción de FP baja tensión, flujo de potencia BT – en bloque.
4. Seleccionar las redes a analizar y ejecutar el proceso.
5. Finalmente ir a la opción de reporte de resultados.

A partir de considerar para nuestro análisis, el número de clientes asociados a los transformadores propiedad de la empresa, se calcula las pérdidas de energía, con la metodología planteada en la Sección 3.4.

Tabla 25: Pérdidas en redes de baja tensión

Mes	% de Pérdida de Energía en la Línea	% de Pérdida de Energía en AP	% Pérdida de Energía en Acometidas	% Pérdida de Energía en Medidores	% de Pérdida Técnicas de Energía en BT
ene-14	2,18%	0,31%	0,09%	0,51%	3,09%
feb-14	2,17%	0,31%	0,06%	0,56%	3,10%
mar-14	2,25%	0,31%	0,08%	0,46%	3,11%
abr-14	2,21%	0,32%	0,09%	0,54%	3,16%
may-14	2,16%	0,32%	0,09%	0,48%	3,04%
jun-14	2,12%	0,30%	0,08%	0,67%	3,17%
jul-14	2,18%	0,31%	0,07%	0,69%	3,25%
ago-14	2,22%	0,31%	0,08%	0,53%	3,13%
sep-14	0,00%	0,00%	0,09%	2,96%	3,05%
oct-14	2,26%	0,31%	0,08%	0,54%	3,19%
nov-14	2,17%	0,31%	0,08%	0,56%	3,12%
dic-14	2,27%	0,30%	0,09%	0,48%	3,14%
TOTAL	2,01%	0,28%	0,08%	0,75%	3,13%

Nota: % de Pérdidas en BT calculados con referencia a la energía inyectada en la salida en SED.

4.3.5 DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

A partir del balance energético inicial y el cálculo de pérdidas técnicas en cada etapa funcional del sistema de distribución, se pueden discriminar las pérdidas no técnicas de las pérdidas totales, siguiendo la siguiente expresión matemática.

Siendo:

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

P_{ED} : Pérdidas totales en distribución

P_T : Pérdidas técnicas.

P_{NT} : Pérdidas no técnicas.

En la Tabla 26, se muestran las pérdidas técnicas y no técnicas para el período de análisis enero - diciembre-2014.

Tabla 26: Pérdidas técnicas para el período de análisis enero – diciembre - 2014

Mes	Energía Activa Total (kWh)	% de Pérdida de Energía en la Línea MT	% Pérdida de Energía en Transformadores	% Pérdida de Energía en Redes BT	% de Pérdida Técnicas de Energía Total
ene-14	2 045 755,58	2,63%	2,54%	1,24%	6,41%
feb-14	1 809 367,06	2,53%	2,68%	1,43%	6,63%
mar-14	2 082 667,48	2,53%	2,48%	1,22%	6,24%
abr-14	1 953 769,19	2,41%	2,58%	1,33%	6,33%
may-14	2 045 482,74	2,37%	2,59%	1,24%	6,20%
jun-14	1 989 629,31	2,38%	2,60%	1,29%	6,27%
jul-14	1 961 920,61	2,18%	2,58%	1,37%	6,13%
ago-14	1 956 226,37	2,47%	2,59%	1,32%	6,37%
sep-14	1 893 746,54	2,43%	2,65%	1,36%	6,44%
oct-14	1 983 353,67	2,15%	2,48%	1,33%	5,96%
nov-14	1 963 162,37	2,36%	2,53%	1,31%	6,20%
dic-14	2 025 458,54	2,35%	2,47%	1,28%	6,09%
TOTAL	23 710 539,46	2,40%	2,56%	1,31%	6,27%

Nota: % de Pérdidas en BT calculados con referencia a la energía inyectada en la salida MT.

Para mayor detalle se muestra la Figura 42, que muestra las pérdidas técnicas en cada uno de los componentes que lo conforma.

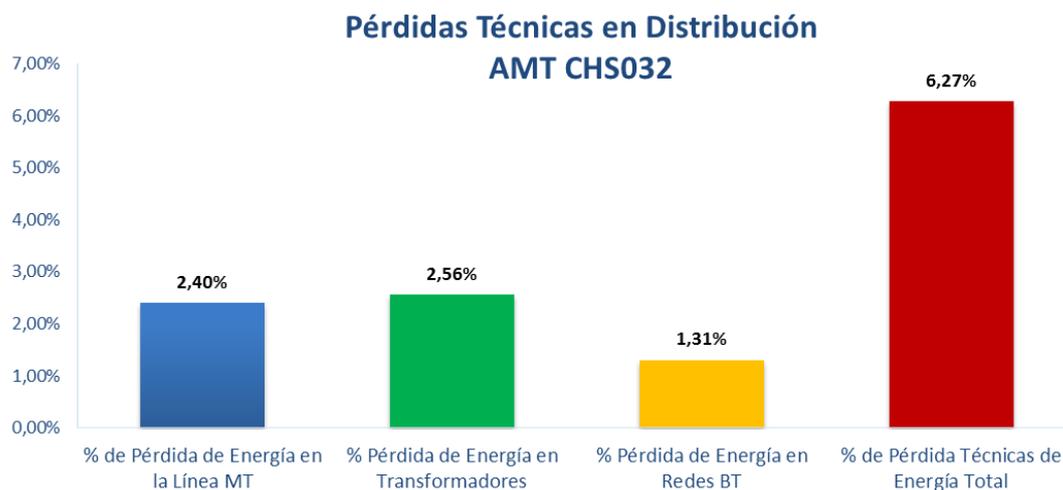


Figura 42. Total pérdidas técnicas alimentador CHS032.

En la Tabla 27, se muestra las pérdidas técnicas y no técnicas correspondientes al alimentador CHS032, considerando el año móvil 2014.

Tabla 27: Pérdidas técnicas y no técnicas

Mes	Pérdidas Técnicas (MWh)					Pérdidas No Técnicas	
	MT	MT/BT	BT	Total	%	MWh	%
ene-14	53,86	51,95	25,40	131,22	6,41%	183,55	8,97%
feb-14	45,72	48,47	25,83	120,02	6,63%	127,56	7,05%
mar-14	52,74	51,71	25,47	129,91	6,24%	225,78	10,84%
abr-14	47,13	50,48	26,05	123,65	6,33%	190,31	9,74%
may-14	48,53	53,04	25,29	126,86	6,20%	203,46	9,95%
jun-14	47,37	51,67	25,66	124,70	6,27%	208,51	10,48%
jul-14	42,74	50,68	26,84	120,26	6,13%	176,74	9,01%
ago-14	48,25	50,72	25,74	124,71	6,37%	227,11	11,61%
sep-14	46,00	50,23	25,70	121,94	6,44%	190,71	10,07%
oct-14	42,74	49,24	26,30	118,28	5,96%	218,32	11,01%
nov-14	46,35	49,74	25,64	121,73	6,20%	222,70	11,34%
dic-14	47,55	49,98	25,84	123,37	6,09%	203,56	10,05%
TOTAL	568,97	607,91	309,76	1 486,64	6,27%	2 378,30	10,03%

A partir de los resultados obtenidos, en la Figura 43, podemos observar en qué proporción se distribuye la energía entregada al alimentador, considerando el año móvil:

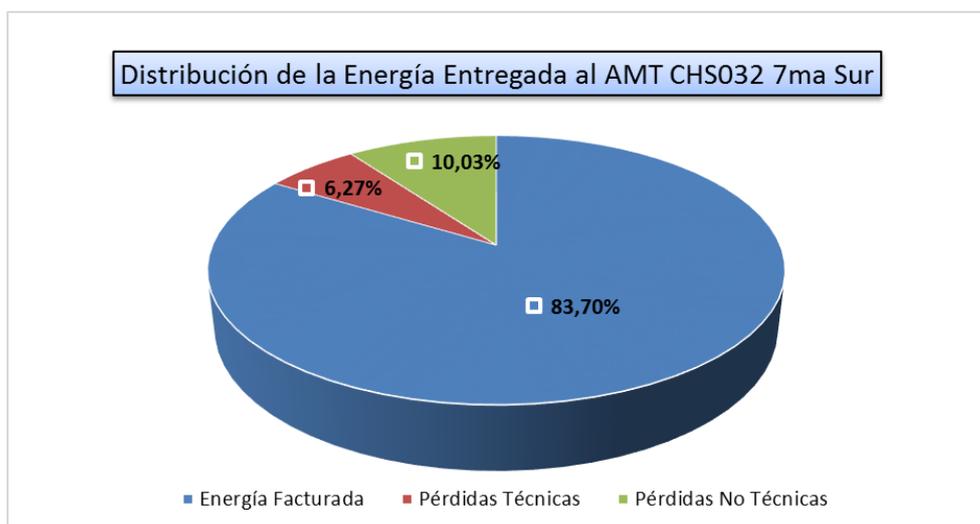


Figura 43. Distribución de energía entregada al alimentador CHS032 “7ma Sur”

4.4 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Para determinar y clasificar las pérdidas no técnicas fue necesario realizar un estudio de campo con la inspección a una muestra de clientes asociados al alimentador CHS032 “7ma. Sur”. Dicha muestra se determinó de acuerdo a la fórmula estadística descrita en el capítulo 3.12.2.

En la Tabla 28, se muestra el total de clientes pertenecientes al alimentador CHS032 “7ma. Sur”, sobre la cual se aplicó la fórmula para la obtención de la muestra.

Tabla 28: Porcentajes de clientes por rangos de consumo

Rangos de Consumo	Clientes	Porcentaje
Hasta 30 kWh	5 940	38,41%
De 31 a 100 kWh	5 387	34,84%
De 101 a 150 kWh	2 101	13,59%
De 151 a 300 kWh	1 545	9,99%
De 301 a 500 kWh	297	1,92%
De 501 a 750 kWh	83	0,54%
De 751 a 1000 kWh	25	0,16%
Exceso de 1000 kWh	85	0,55%
Total general	15 463	100%

Teniendo como datos de entrada lo siguiente:

$$n = ?$$

$$N = 15\,463$$

$$Z = 1,96; \text{ para un nivel de confianza del } 95\%$$

$$p = 50\%$$

$$e = 5\%$$

Aplicando la fórmula descrito en el Capítulo 3.12.2, se obtiene como resultado: **n = 374,87**;

Realizando una aproximación, se obtiene una muestra igual a:

n = 375 clientes pertenecientes al alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

El tamaño de la muestra “n”, se distribuirá proporcionalmente de acuerdo al porcentaje de clientes existentes en cada sector.

En la Tabla 29, se detalla el tamaño de la muestra por sector, con los que se permitió las inspecciones de los suministros a fin de determinar la clasificación de las pérdidas no técnicas. Los resultados obtenidos se comentan en los siguientes ítems.

Tabla 29: Tamaño de la muestra por rangos de consumo

Rangos de Consumo	Clientes	Porcentaje	Muestra x Consumo
Hasta 30 kWh	5 940	38,41%	144
De 31 a 100 kWh	5 387	34,84%	131
De 101 a 150 kWh	2 101	13,59%	51
De 151 a 300 kWh	1 545	9,99%	37
De 301 a 500 kWh	297	1,92%	7
De 501 a 750 kWh	83	0,54%	2
De 751 a 1000 kWh	25	0,16%	1
Exceso de 1000 kWh	85	0,55%	2
Total general	15 463	100%	375

4.5 RESULTADOS DE LA INSPECCIONES Y ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7ma. SUR”.

Con la finalidad de desagregar las pérdidas no técnicas, a continuación se presenta los resultados obtenidos de las inspecciones en la muestra realizada al alimentador CHS032 “7ma. Sur”, para su respectivo análisis:

4.5.1 VULNERACIONES

Las vulneraciones son los fraudes que cometen los usuarios, manipulando uno o más componentes de la conexión a fin de modificar la medición o el registro normal del consumo.

De la muestra analizada, se detectaron 82 suministros con fraudes, si consideramos que toda la población tiene un comportamiento igual, se estima que existen 3 382 suministros fraudulentos, con pérdidas estimadas de 113,32 MWh al mes; y con pérdida económica anual de S/. 571 088,12

El porcentaje de influencia de las vulneraciones en las pérdidas no técnicas es de 5,73 % de total de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de las vulneraciones encontradas

Tabla 30: Detalle de las vulneraciones encontradas

Tipo de Vulneraciones	Cuenta de Suministro
Contrafase	1
Mica Agujerada	1
Puente en Bornera de Medidor	57
Tarjeta Electronica Vulnerado	2
Línea de Carga conectada en directo con Acometida en bori	14
Línea Derivada directa en Acometida	2
Línea Derivada directa en bornera del medidor	5
Total general	82

4.5.2 CONEXIÓN DIRECTA

Para la muestra analizada, en el uso de energía a través de la conexión directa en usuarios o ex usuarios, se comprobó que 2 suministro presentan este tipo de irregularidad, a partir de este resultado, se puede considerar que en el total de la población se estima que existirían 82 ex usuarios o usuarios conectados en forma directa de la red, con pérdidas estimadas de 2,58 MWh al mes, con un costo anual de S/. 13 015,06

El porcentaje de influencia de conexiones directas de la red en las pérdidas no técnicas es de 0,13 % de total de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

4.5.3 CLANDESTINOS

Las conexiones clandestinas son conexiones que se realizan sin autorización del Concesionario en predios sin contrato de suministro, este tipo de pérdidas se da generalmente en redes ubicados en fronteras con invasiones.

Este análisis se desarrolló a través de los balances a nivel de subestaciones de distribución ubicadas en las fronteras con nuevos asentamientos humanos (invasiones).

En el alimentador en estudio se tiene 5 localidades ubicadas en las fronteras con los nuevos asentamientos humanos (invasiones), encontrándose redes con conexiones clandestinas masivas pertenecientes a 12 Subestaciones, lo que representa unas pérdidas mensuales de 38,32 MWh al mes, con un costo anual de S/.105 765,30.

El porcentaje de influencia de conexiones clandestinos en las pérdidas no técnicas es de 1,94 % de total de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”

Tabla 31: Análisis de SED con hurto masivo.

Análisis de SED con Hurto Masivo de Energía en MWh

SED	Localidad	Energía de Totalizador	Alumbrado Público	Energía Distribuida	Consumo Clientes	Pérdidas Energía	% Pérdidas	Pérdidas por Hurto Masivo	Zonas de Hurto
CH1921	AH Las Delicias II Etapa	11,24	0,72	10,52	3,30	7,21	68,59%	6,68	AA.HH. Isla Blanca
CH1923	AH Las Delicias II Etapa	11,39	1,18	10,21	5,39	4,82	47,18%	4,46	AA.HH. Villa Atahualpa
CH1925	AH Las Delicias II Etapa	9,45	1,07	8,38	4,83	3,55	42,36%	3,29	AA.HH. Villa Atahualpa
CH1900	AH Los Licenciados	7,78	0,69	7,09	4,08	3,01	42,49%	2,79	AA.HH. Mirador de las lomas
CH1901	AH Los Licenciados	4,05	0,68	3,37	2,20	1,16	34,53%	1,08	AA.HH. Las lomas de San Luis
CH1902	AH Laderas del Sur	8,16	1,08	7,08	4,75	2,33	32,94%	2,16	AA.HH. Las lomas de San Luis
CH1903	AH Laderas del Sur	11,12	1,37	9,75	3,80	5,95	61,00%	5,51	AA.HH. Isla Blanca
CH2104	AH Los Constructores	3,78	0,79	2,99	1,75	1,25	41,62%	1,15	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2105	AH Los Constructores	4,06	0,65	3,41	2,39	1,02	29,99%	0,95	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2106	AH Los Constructores	8,03	1,29	6,74	2,64	4,10	60,85%	3,80	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2107	AH Los Constructores	10,18	1,05	9,13	3,58	5,55	60,81%	5,14	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2093	AH Los Conquistadores	5,97	1,32	4,64	3,24	1,41	30,28%	1,30	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
Total		95,22	11,91	83,31	41,95	41,36	49,65%	38,32	

Nota: Los consumos son considerados como promedio de 12 meses.

4.5.4 ERROR EN EL SISTEMA DE MEDICION

Esta deficiencia es debido al mal funcionamiento de uno o más de los componentes del sistema de medición, que origina una inadecuada medición o registro del consumo.

Para la muestra analizada, se comprobó 4 suministros con medidores averiados, si consideramos que toda la población tiene un comportamiento igual, se estima que existen 165 suministros con medidores averiados, con pérdidas de 3,48 MWh al mes; con un costo anual de S/. 17 519,27.

El porcentaje de influencia de los errores en el sistema de medición en las pérdidas no técnicas es de 0,18 % de total de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

4.5.5 ERROR EN EL PROCESO DE FACTURACION

Este tipo de error, en la cual se origina pérdidas de energía, es un error del concesionario, en el proceso de facturación, que origine el cobro por volúmenes de energía distintos a los que efectivamente correspondan. El proceso de facturación comprende desde la toma de lectura del contador hasta la emisión y reparto de la factura.

De la muestra analizada, se detectaron 9 suministros con errores en el proceso de facturación, si consideramos que toda la población tiene un comportamiento igual, se estima que existen 371 suministros con errores en el proceso de facturación, con pérdidas de 24,80 MWh al mes; con un costo anual de S/. 125 018,16.

El porcentaje de influencia de los errores en el proceso de facturación en las pérdidas no técnicas es de 1,26 % de total de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

4.5.6 ALUMBRADO PÚBLICO

El porcentaje de pérdidas por consumo del alumbrado público es únicamente de alumbrados no registrados en el sistema comercial de Hidrandina, este análisis se desarrolló con base al cruce de información de los sistemas GIS Maximus y Optimus NGC de Hidrandina, para luego realizar un trabajo de campo, al comprobar la cantidad de lámparas teóricas según el sistema, se pudo constatar que existen 18 luminarias de 70 W, 3 de 150 W y 130 de 250 W instalados que no se encuentran registrados, lo que representa unas pérdidas de energía de 14,09 MWh al mes, con un costo anual de S/.71 031,50 soles.

El porcentaje de influencia de los alumbrados públicos no registrados en el sistema, en las pérdidas no técnicas es de 0,71 % de total de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”,

Tabla 32: Consumo de alumbrado público no registrados.

Cálculo de Energía por Consumo de Alumbrado Público No Registrados - AMT CHS032							
SED	Tipo de Lámpara	Potencia de Lámparas (W)	Potencia Accesorios Encendido (W)	N° de Lámparas	Horas de Uso Diario	Potencia Instalada (kW)	Energía Cálculada en base lámparas Instaladas (kWh/mes)
CH1559	Na	70	11	7	12	0,49	204,12
	Na	150	18	3	12	0,45	181,44
CH1833	Na	70	11	11	12	0,77	320,76
CH0868	Na	250	36	64	12	16,00	6 589,44
CH1172	Na	250	36	66	12	16,50	6 795,36
Total general				151		34,21	14 091,12

4.6 RESUMEN DE LAS INSPECCIONES EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7ma. SUR”.

En la Tabla 33, se muestra un resumen de las inspecciones realizadas, donde se muestra los diferentes tipos de irregularidades que dan origen a las pérdidas no técnicas encontradas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”.

Tabla 33: Resultados de las inspecciones en el alimentador CHS032.

Tipo de Irregularidades	Cuenta de Suministro	Porcentaje de Participación
Conexión Directa de la Red	2	0,53%
Contrafase	1	0,27%
Error en el Proceso de Facturación	9	2,40%
Medidor Averiado, Pantalla Apagada	4	1,07%
Mica Agujerada	1	0,27%
Puente en Bornera de Medidor	57	15,20%
Tarjeta Electronica Vulnerado	2	0,53%
Línea de Carga conectada en directo con Acometida en bornera del medidor	14	3,73%
Línea Derivada directa en Acometida	2	0,53%
Línea Derivada directa en bornera del medidor	5	1,33%
Total Irregularidades	97	25,87%
Sin Irregularidad	278	74,13%
Total General (Muestra)	375	100,00%

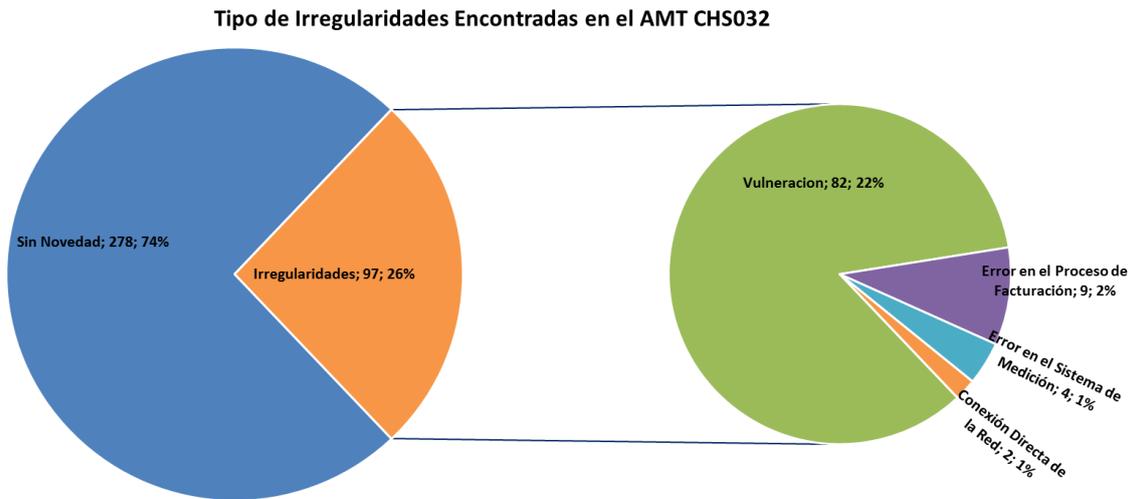


Figura 44. Irregularidades encontradas en el AMT CHS032.

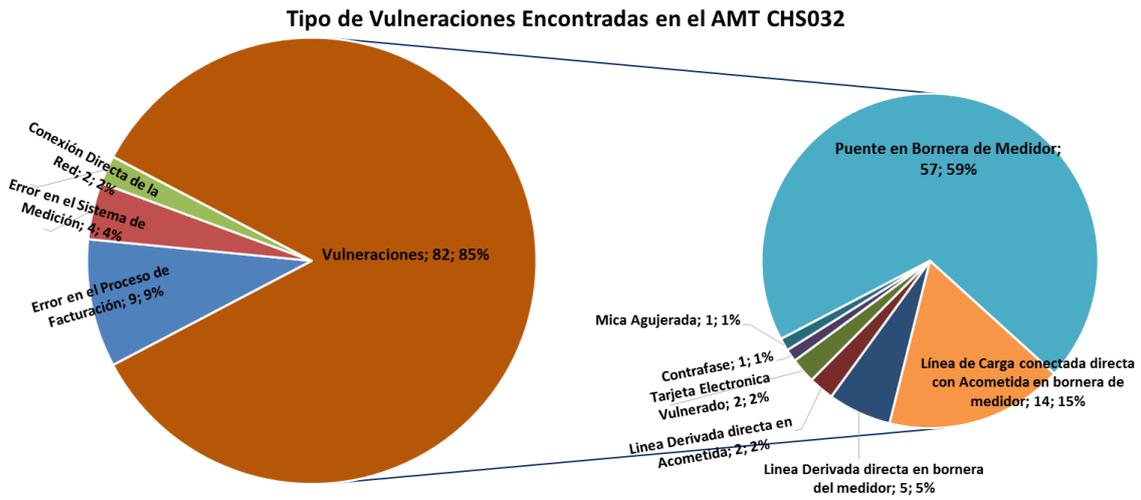


Figura 45. Vulneraciones encontradas en el AMT CHS032

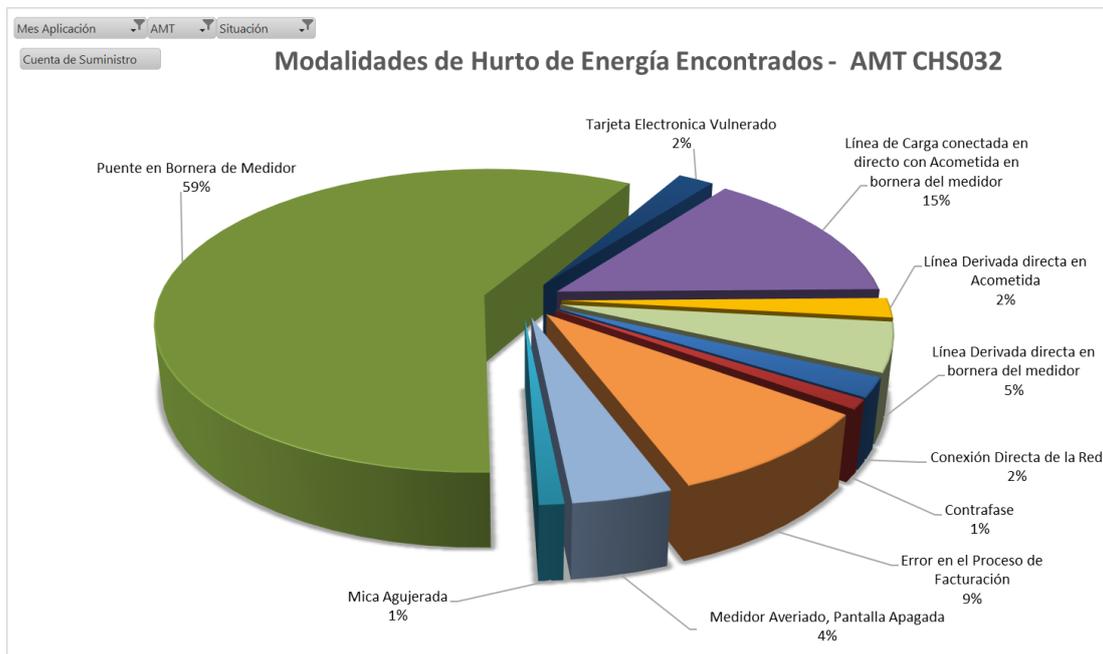


Figura 46. Modalidades de hurto.

4.6.1 RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7MA. SUR”

En la Tabla 34 y Figura 47, se resumen los tipos de irregularidades considerados para el cálculo de las pérdidas no técnicas en el alimentador en estudio, así como la participación de cada uno de ellos en el total de pérdidas no técnicas registradas en dicho alimentador, estos resultados están inducidos al total de la población.

Tabla 34: Resumen de las pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032

Tipos de Irregularidades	Pérdidas de Energía (MWh/mes)	Porcentaje de Pérdidas
Vulneraciones	113,28	5,73%
Conexión Directa	2,58	0,13%
Clandestinos	38,32	1,94%
Error en el Sistema de Medición	3,48	0,18%
Error en el Proceso de Facturación	24,80	1,26%
Alumbrado Público No Registrado	14,09	0,71%
Otros	1,64	0,08%
TOTAL	198,19	10,03%

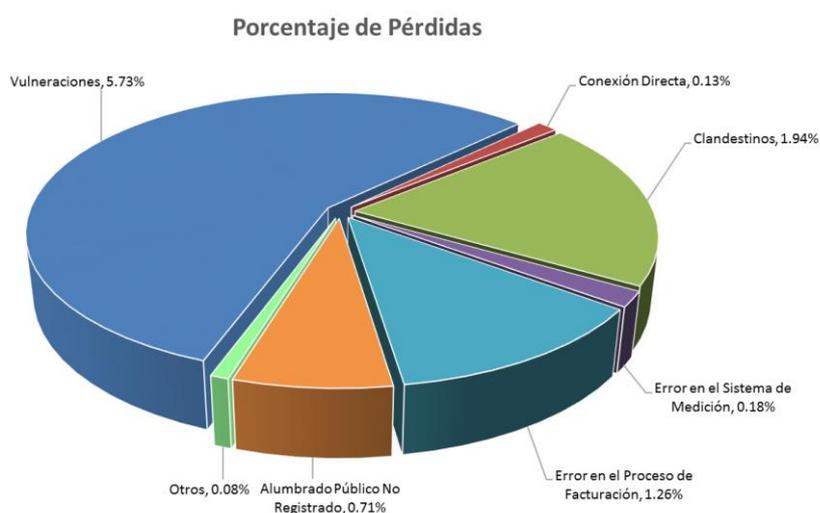


Figura 47. Resumen de pérdidas no técnicas en el AMT CHS032.

CAPÍTULO V
PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y
CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
EN EL ALIMENTADOR CHS032 “7ma
SUR”

5.1 BASE LEGAL ESPECÍFICA

- Ley de Concesiones Eléctricas: Decreto Ley 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas: Decreto Supremo N° 009-93 EM.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. DS N° 020-97- EM.
- El Código Nacional de Electricidad (Suministro y Utilización) y la Norma de Conexiones domiciliarias de la dirección General de Electricidad.
- Código Nacional de Electricidad Utilización publicado el 30/01/2006
- Ley N° 29783, ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Reglamento D.S. N°005-2012-TR, la R.M. N° 111-2013-MEM/DM, Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad o sus modificatorias.
- Cumplir obligatoriamente con la R.M.-148-2007-TR., Resolución Ministerial N° 312-2011/MINSA. Protocolos de exámenes médico ocupacionales y guías de diagnóstico de los exámenes médicos obligatorios por actividad.
- Resolución 423-2007-OS/CD complementada por la Resolución 611-2007-OS/CD y resumida según Resol. 669-2007 OSINERGMIN GART que incluye el informe técnico 368-2007. Fijación de los valores máximos del presupuesto y del cargo mensual de reposición y mantenimiento de conexión aplicable a usuarios finales del servicio público de electricidad.
- Resolución N° 496-2005-MEM/DM.- Norma Técnica de Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica.
- Resolución N° 571-2006-MEM/DM:- Norma DGE “Reintegros y Recupero de Energía”.
- La Resolución N° 153-2011-OS/CD y el informe técnico N° 286-2011-GART “Fijación de los valores máximos del presupuesto y del cargo mensual de reposición y mantenimiento de conexión eléctrica.”

5.1.1 MARCO LEGAL RESPECTO A LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

En el Perú, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

(OSINERGMIN) es responsable de normar y regular, dentro del ámbito de su competencia, el comportamiento de los mercados de electricidad, hidrocarburos y minería; así como supervisar y fiscalizar a las entidades participantes, velando por la adecuada calidad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general y el equilibrio de las tarifas.

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), su reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM y la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), su reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 025-2007-EM, establecen los principios y criterios para la fijación del VAD y Cargos Fijos correspondientes a la prestación del servicio de distribución eléctrica. Asimismo, de conformidad con la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, la fijación se realiza siguiendo el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica: Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos”, contenido en el Anexo B.1 de la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD.

Las tarifas de distribución eléctrica están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD). De acuerdo al artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el VAD considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándar de distribución de potencia y energía.
- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas

En octubre de 2013, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN (GART), mediante Informe N° 0432-2013-GART, estableció los factores de expansión de

pérdidas para cada uno de los sectores reconocidos para las empresas distribuidoras, mostrado en la Tabla 35, determinándose así las pérdidas estándares con las cuales se han determinado las tarifas actualmente vigentes.

Tabla 35: Porcentajes y factores de expansión de pérdidas por sector típico

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión								
Energía	1,29%	1,28%	1,71%	2,06%	3,66%	2,69%	1,99%	2,31%
Potencia	1,63%	1,66%	2,69%	3,18%	5,67%	5,07%	0,82%	3,12%
Baja Tensión								
Energía	7,87%	8,05%	8,17%	7,08%	6,58%	6,43%	6,22%	7,73%
Técnicas	5,02%	5,20%	5,32%	4,23%	3,73%	3,58%	3,37%	4,88%
SEDs MT/BT	2,03%	2,69%	2,60%	2,09%	2,64%	2,60%	2,86%	4,40%
Redes BT-SP	2,22%	1,79%	2,03%	1,96%	0,93%	0,83%	0,34%	0,19%
Acometidas	0,07%	0,06%	0,16%	0,05%	0,03%	0,03%	0,02%	0,01%
Medidores	0,70%	0,66%	0,53%	0,13%	0,13%	0,12%	0,15%	0,28%
No Técnicas	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%
Potencia	9,76%	8,85%	9,63%	8,51%	7,09%	7,19%	6,61%	6,89%
Técnicas	6,91%	6,00%	6,78%	5,66%	4,24%	4,34%	3,76%	4,04%
SEDs MT/BT	2,71%	2,99%	2,62%	1,99%	1,91%	2,10%	2,62%	3,37%
Redes BT-SP	3,50%	2,42%	3,56%	3,35%	1,99%	1,89%	0,77%	0,26%
Acometidas	0,07%	0,09%	0,29%	0,09%	0,07%	0,07%	0,04%	0,02%
Medidores	0,63%	0,50%	0,31%	0,23%	0,27%	0,28%	0,33%	0,39%
No Técnicas	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%	2,85%

Fuente: OSINERGMIN – GART.

En dicho informe, la GART precisó que los factores señalados consideran un porcentaje de pérdidas no técnicas estándar de 2,85% para todos los sectores típicos y que con la finalidad de fijar una señal que incentive a las empresas distribuidoras a reducir sus pérdidas no técnicas, dicho valor se reducirá gradualmente año a año hasta alcanzar el valor de 2,56% al término del año 2017.

De conformidad con los análisis realizados a los porcentajes de pérdidas no técnicas estándar, le corresponde los siguientes porcentajes, según la Tabla 36, para el periodo 2013-2017:

Tabla 36: Pérdidas no técnicas estándar reconocidas por OSINERGMIN

Periodo	% Pérdidas No Técnicas Estándar
Nov-2013 - Oct-2014	2,85%
Nov-2014 - Oct-2015	2,75%
Nov-2015 - Oct-2016	2,66%
Nov-2016 - Oct-2017	2,56%

Fuente: OSINERGMIN – GART.

5.2 BALANCE ENERGÉTICO

En todo sistema eléctrico se realizan transferencias de energía en un periodo de tiempo, tanto internas al mismo sistema como con otros alimentadores. En un sistema eléctrico el balance energético considera la energía disponible, la energía facturada y la energía de pérdidas de un periodo específico, en el caso del alimentador CHS032 “7ma Sur”. Se ha considerado el estudio de un periodo de un año desde el mes de enero a diciembre del 2014.

5.2.1 ENERGÍA DISPONIBLE

La energía disponible es la energía despachada por la subestación Chimbote Sur para su respectiva distribución a los clientes asociados al alimentador CHS032 “7ma Sur”. Esta energía será repartida por medio de las redes de distribución y para el año de estudio fue de 23 710,54 MWh, este dato se obtiene del registrador digital colocado en la cabecera del alimentador.

5.2.2 ENERGÍA FACTURADA

La energía facturada corresponde a la venta de la energía y la destinada para el alumbrado público y otros usos de la empresa distribuidora, esta información se toma de los medidores de energía de cada usuario, ya sea de tipo residencial, comercial, industrial y otros, son valores reportados al área de facturación en donde son procesados y facturados al cliente,

la energía facturada en el año de estudio fue de 19 845,59 MWh.

5.2.3 ENERGÍA DE PÉRDIDAS

La energía de pérdidas está determinada por las pérdidas técnicas y no técnicas y se obtiene de la diferencia entre la energía disponible y la facturada.

Las pérdidas técnicas se deben a fenómenos físicos en las redes primarias, en los transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas, medidores y alumbrado público.

Las pérdidas no técnicas consideran: errores en los sistemas de medición, fraudes, conexiones clandestinas, y administrativas. Las pérdidas no técnicas de Alimentador CHS032 “7ma” durante el periodo de estudio de enero a diciembre del 2014 alcanzaron un valor del 10,03% con respecto a la energía suministrada al alimentador CHS032 “7ma Sur”.

Un resumen de las pérdidas, técnicas y no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma Sur” se presenta en la Tabla 37.

Tabla 37: Resumen de pérdidas de energía AMT CHS032

Energía	MWh/año	%
Energía Distribuida	23 710,54	100,00%
Energía Facturada	19 845,59	83,70%
Pérdidas Técnicas	1 486,64	6,27%
Pérdidas No Técnicas	2 378,30	10,03%
Pérdidas Totales	3 864,95	16,30%

En la Figura 48, se presenta la distribución de pérdidas en el alimentador CHS032 “7ma Sur”

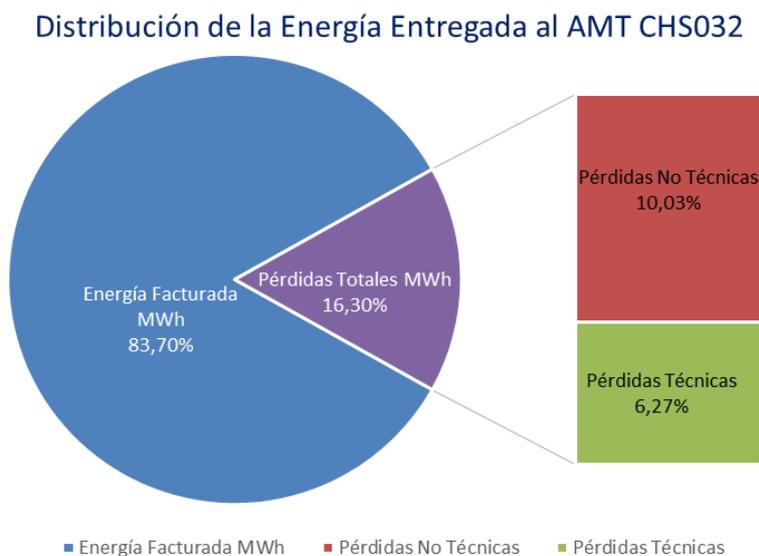


Figura 48. Distribución de las pérdidas de energía en el alimentador CHS032 “7ma Sur”.

A fin de reducir y controlar los altos niveles de pérdidas en la empresa distribuidora se elabora un plan de reducción y control de pérdidas para la optimización del sistema.

5.3 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

Todo programa debe tener una secuencia lógica que comienza con el diagnóstico de la situación actual, a fin de determinar los problemas existentes y sobre todo las causas que los producen, en otras palabras ir a la raíz de los males, estableciendo soluciones que sean realmente efectivas. Adicionalmente es necesario establecer un sistema de medición de la evolución del programa a fin de poder determinar la situación real y objetiva en cualquier momento con respecto a las metas establecidas, se requiere un control sistemático de la ejecución del programa, puesto que el mismo debe ser verificado, así como también el cumplimiento de las responsabilidades encomendadas al personal relacionado con todas las labores, que pueden incidir sobre las pérdidas.

Como es normal existen varios problemas de fondo que deben ser afrontados, claro que la

solución requiere un tratamiento integral y para tal efecto es necesario de un esfuerzo integral en el ámbito de toda la empresa, entendido como una prioridad de la institución y que debe involucrar a todo el personal.

Las tareas involucradas tienen una perspectiva muy amplia, global y que aún supera los límites de cada empresa, tal es el caso que la información y educación a los clientes que debe orientarse a toda el área de servicio.

Basándose en el diagnóstico y análisis de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma Sur”, realizado en el capítulo anterior, la estructura de un programa de pérdidas comprende dos áreas de acción: las acciones de entorno y la ejecución del programa en sí, en la Figura 49 se muestra la estructura del programa.

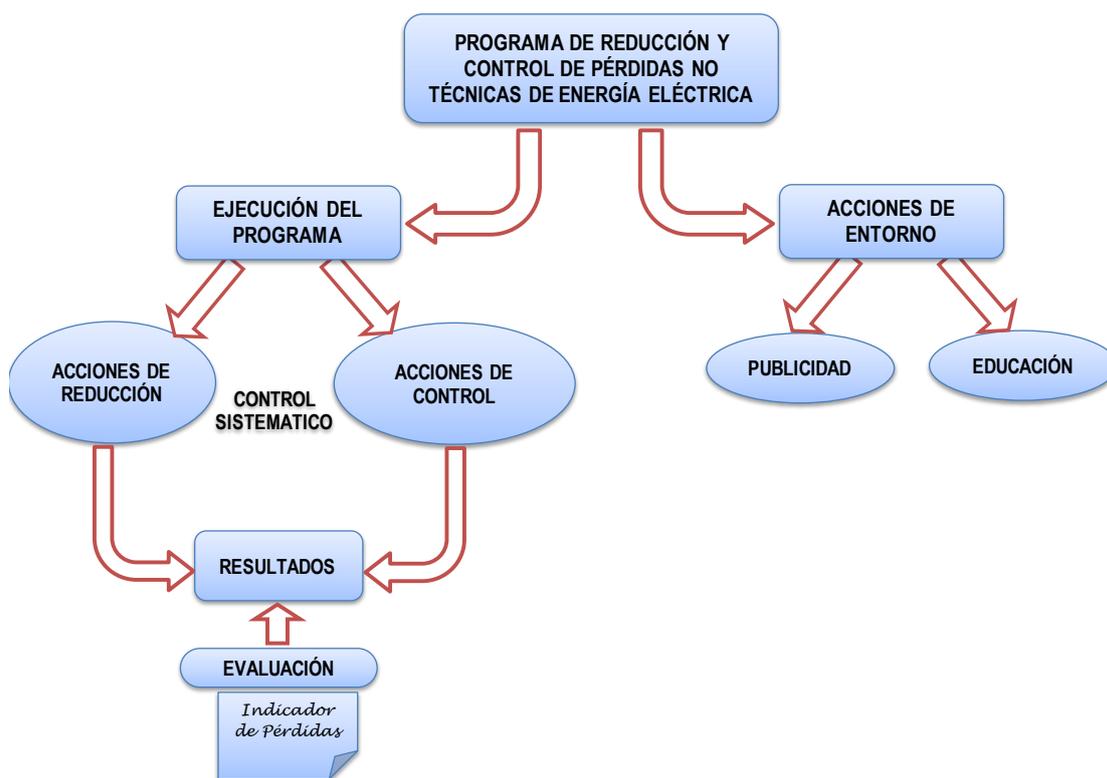


Figura 49. Componentes del programa de reducción y control de pérdidas

En lo que se refiere a la ejecución del programa propiamente dicho, esto tiene como objetivo reducir y controlar las pérdidas no técnicas de energía, es por ello que en el

programa se pueden identificar a dos grupos de actividades, el primer grupo se orienta hacia la reducción de pérdidas que, por principio, comprender actividades temporales, pues se entiende que en un programa que espera el éxito en algún momento de su ejecución se restringirá su acción únicamente al control de las pérdidas; que se trata del segundo grupo de actividades las mismas que tienen un carácter permanente.

En Figura 50, se detallan los objetivos específicos y las líneas estratégicas de control asignadas a estos.

	OBJETIVO ESPECÍFICO	LÍNEAS ESTRATÉGICAS
1	Reducir Pérdidas No Técnicas	Captación de nuevos clientes a través de suministros provisionales a clientes conectados en forma clandestina en zonas e hurto masivo.
		Auditoría de los sistemas de medición de los grandes clientes
		Determinar las pérdidas técnicas por sistema eléctrico
		Incrementar la frecuencia de Operativos de Anticlandestinaje
		Campaña psicosocial de sensibilización
		Pólítica de incentivos y penalidades al personal propio y de tercero que realizan las actividades de campo
		Gestión de la pérdidas administrativas (registros, auditoría de facturación, etc.)
2	Control de Pérdidas No Técnicas	Línea de Control de la información
		Línea de Control de consumos
		Línea de Control de conexiones
		Línea de Control de mediciones

Figura 50. Matriz de objetivos específicos y líneas estratégicas del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas.

5.3.1 ESTRATEGIA PARA REDUCIR PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Para reducir y controlar las pérdidas no técnicas de energía se seguirá las siguientes estrategias:

1. Mejorar la gestión administrativa, control de los balances de energía, correcta facturación a clientes y registro oportuno y adecuado de medidores al sistema comercial.

2. Control del fraude y aplicación de recuperos de energía.
3. Control de clandestinos y gestión de mantenimiento de la conexión eléctrica.
4. Mejorar la precisión de la medida.

Dichas estrategias se desarrollan bajo 04 líneas de control que son:

- Control de información.
- Control de consumos.
- Control de conexión.
- Control de medición.

La descripción de las acciones por cada uno de las líneas de control se describe a continuación:

5.3.1.1 Control de la Información

Esta línea de control está enfocada básicamente en el control administrativo, control de los balances de energía, correcta facturación a clientes y registro oportuno y adecuado de medidores al sistema comercial, en la Figura 51, se muestran los procesos para el control de la información.

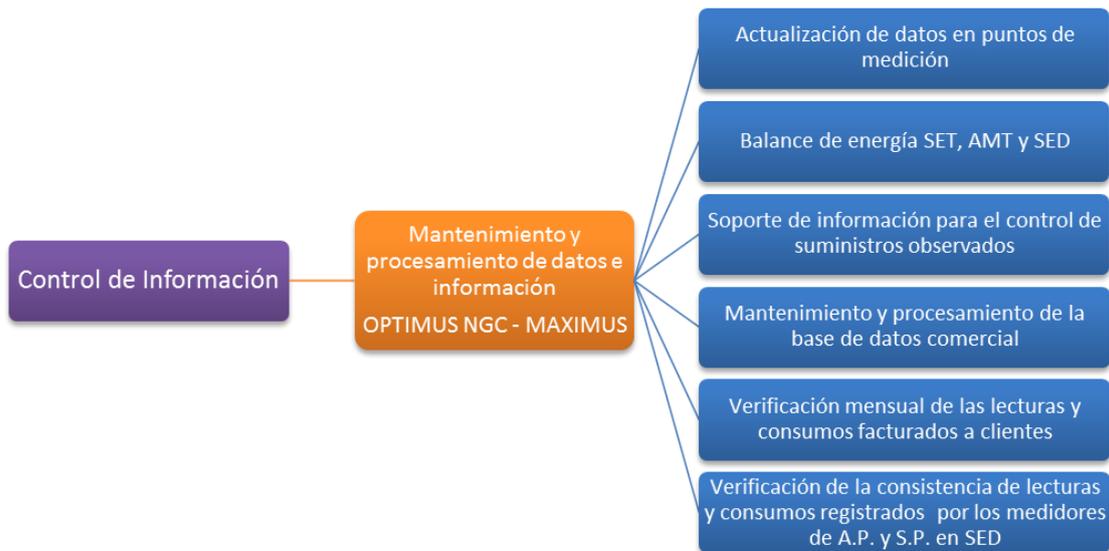


Figura 51. Línea de control de la información

5.3.1.2 Control de Consumos

Esta línea de control está enfocada básicamente en el control del fraude y recupero de energía, en la Figura 52, se muestran los procesos para el control de consumos.



Figura 52. Línea de control de consumos.

5.3.1.3 Control de Conexiones

Esta línea de control está enfocada básicamente en el control de clandestinos y la gestión de mantenimiento de la conexión eléctrica, en la Figura 53, se muestran los procesos para el control de conexiones.

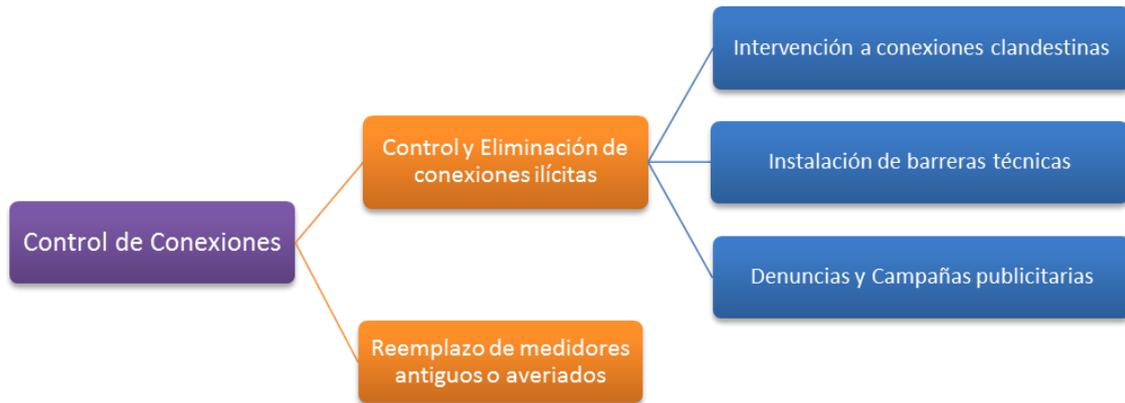


Figura 53. Línea de control de conexiones.

5.3.1.4 Control de la Medición

Esta línea de control está enfocada básicamente en el control en la precisión de la medida, en Figura 54, se muestran los procesos para el control de sistemas de medición.



Figura 54. Línea de control de la medición

En efecto, el desarrollo de un programa o la ejecución de un proyecto requieren de un sistema de control, dicho sistema de control requiere la definición de índices observables y medibles que reflejen el progreso que se realiza en la ejecución de un programa.

A medida que el índice de pérdidas está más desagregada, este índice resulta más útil para los propósitos de control y evaluación. Las pérdidas totales solo permiten vislumbrar la magnitud de los problemas internos a medida que crecen; sin embargo, no apuntan hacia donde están los posibles problemas que los ocasionan. Una vez que se divide el total, en pérdidas técnicas y no técnicas, se debe conocer donde se presentan los mayores problemas, sí en la operación de las redes o en la administración de la empresa, así mismo la ejecución del programa deberá ser complementada con acciones de entorno tales como publicidad y educación con las cuales se lograría una concientización por parte de las personas que cometen las infracciones que comúnmente se tienen.

El ejecutar los programas de reducción de pérdidas de energía conlleva a que la empresa y sus clientes obtengan una serie de beneficios los mismos que se presentan a continuación.

5.3.2 BENEFICIOS EN LA OPTIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La rentabilidad de las empresas eléctricas se logra facturando y cobrando la energía que se distribuye, siendo por ello importante que las mismas cuenten con planes de acción que faciliten la integración de todas sus áreas técnico – administrativas en función de reducir la energía dejada de facturar.

En general los proyectos de reducción de pérdidas no técnicas tienen por objetivo reducir el fraude y el hurto de la energía, mediante la regularización de usuarios, sustitución e instalación de equipos (redes, acometidas y medidores) y la implementación de nuevos sistemas de lecturas, facturación, cobranza y control.

Ello origina los siguientes beneficios:

1. Ahorro en los recursos de generación (o compra) de la energía consumida sin pago y que no habrá necesidad de producir, por ello la empresa obtiene un beneficio financiero importante ya que recibe un ingreso por la venta de energía que antes no

facturaba.

2. Más allá del ahorro monetario que determina la compra de energía que luego no se factura, se podrá en muchos casos, dependiendo de la situación económica de los usuarios detectados con irregularidades, recuperar la energía consumida y no facturada, lo cual toma cualquier inversión en rentable a corto plazo.
3. Formación de una cultura entre los clientes, tendiente a evitar acciones ilícitas de apropiación de energía por el riesgo a ser multados por la autoridad competente.

5.4 OBJETIVO DE REDUCIR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

El objetivo de reducción de pérdidas se encuentra basado en la mejora del ámbito administrativo, operacional y funcional de una empresa distribuidora, el cual mantiene el criterio de establecer alternativas que permitan una optimización y mejora en las pérdidas no técnicas y técnicas del sistema de distribución, una de las maneras es estableciendo un programa de reducción y control de pérdidas energía.

No obstante, la apreciación en muchas empresas, respecto a las pérdidas de energía demuestra que los beneficios probables no son suficientes para que se le dé la importancia que se debe, por lo cual conviene establecer explícitamente el objetivo de mantener las pérdidas de energía eléctrica en los niveles más bajos que sean económicamente factibles, al contrario de las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas son evitables y se pueden realizar reducciones apreciables en esta área con inversiones de capital.

La reducción de pérdidas no técnicas es fundamentalmente materia de una buena administración, en el alimentador CHS032 “7ma Sur”, el nivel de pérdidas no técnicas está en el orden de 10,03% el cual es considerado elevado pero reducible y controlable.

La identificación del problema y establecer las actividades correctivas a realizarse, paralelamente con la concientización de la población en entender que el hurto de energía eléctrica causa graves problemas en la sociedad, el objetivo principal de manera general de reducir y controlar las pérdidas no técnicas, son lo siguiente:

1. Efectuar una correcta y confiable facturación a clientes finales.
2. Prevenir el fraude y hurto de energía y ejecutar acciones legales para aplicación de penalidades a infractores.
3. Mejorar calidad de sistema de medición de la energía consumida a clientes finales

Si se logra lo planteado es posible conseguir resultados alentadores como son los siguientes:

1. Reducir las pérdidas de energía eléctrica
2. Mejorar la calidad del producto
3. Mejorar la calidad de servicio
4. Mejorar la percepción de los clientes sobre la empresa.

5.5 ACCIONES PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas reflejan mucho la parte administrativa y operacional de la empresa, y deja mucho que pensar para cada ciudadano respecto de la distribuidora, por lo que se debe realizar principalmente las acciones, que a continuación se detallan:

1. Adecuada gestión de las pérdidas administrativas
2. Reducción de pérdidas por fraude o hurto
3. Reducción de pérdidas por conexiones clandestinas.
4. Inspección a suministros observados
5. Operativos anticlandestinaje
6. Remodelación parcial de redes de baja tensión
7. Proyecto de inversión

5.5.1 GESTIÓN DE LAS PÉRDIDAS ADMINISTRATIVAS

Una inadecuada gestión administrativa – comercial en la empresa generan pérdidas cuyo origen se debe a:

- Errores de lectura o de estimación de consumo, debido a la toma manual del consumo de energía, una situación de ocurrencia es que el personal de lectura tome una lectura equivocada del consumo de energía o que no asigne un valor de lectura a un cliente, por diferentes motivos.
- Clientes no registrados en el sistema comercial NGC.
- Retrasos en la facturación de nuevos clientes.

La parte primordial de reducir las pérdidas no técnicas es empezar por la distribuidora, es decir por la parte administrativa, donde intervienen muchas cosas como mala digitación, consumos estimados, pérdidas durante la recaudación, etc.

Las pérdidas administrativas están relacionadas con las áreas de facturación e informática, es decir, con la parte de recaudo y la parte encargada del sistema de datos de los usuarios de la distribuidora; el primero, a través de la estimación de lecturas faltantes, como elaborador de promedios de consumos; el segundo, encargado de que los programas que requieren cada una de las áreas funcionen de una manera eficiente.

Como el área de facturación está encargado de la toma de lectura, y si éste logra que el personal de toma de lecturas reporten las principales observaciones causales de pérdidas de energía, se lograría una mayor recuperación de pérdidas de energía en la empresa, esto se debe a que mensualmente dicho personal visita las instalaciones y se debería aprovechar el proceso de toma de lectura para identificar observaciones causales de pérdidas. Así mismo, dichos reportes del personal de toma de lecturas deben ser consolidados por el supervisor del área de facturación y este deberá remitirlos inmediatamente al área de pérdidas de energía, para su atención, de esta manera el personal de lecturas se dará cuenta en la siguiente lectura de que sus reportes son atendidos y tomados en cuenta.

Una de las principales acciones para reducir las pérdidas administrativas es la supervisión efectiva del proceso lecturas, este a fin de evitar las observaciones de no lecturas, los cuales no permiten un cálculo claro de la energía consumida, una metodología para la supervisión de lecturas viene dada por lo siguiente:

- Supervisión al personal de lecturas por cada ciclo de lectura ya sea de forma aleatoria para de esta manera verificar si los datos anotados son reales a los medidores.
- Normalizar suministros con medidores interiores en la parte exterior de sus fachadas en el límite de sus propiedades para poder realizar el registro sin ningún problema, y evitar tener contacto con el cliente.
- Reemplazar medidores electromecánicos por medidores electrónicos los cuales permiten mayor exactitud en la lectura de la energía consumida.
- Exigir al personal de lecturas observaciones de irregularidades en las conexiones y/o medidores para determinar posibles fraudes o conexiones ilegales.
- Establecer un orden específico de rutas de lectura en forma secuencial para que de esta manera los lectores no descuiden ningún medidor de energía y no se realicen estimaciones de consumos.

5.5.2 INSPECCION O INTERVENCION DE CLIENTES QUE COMETEN FRAUDE O HURTO

Las conexiones por fraude, ilegales o por hurto son pérdidas que la empresa distribuidora siempre tendrá que solucionar, para esto es necesario el monitoreo y seguimiento a los usuarios infractoras; para esto se requiere capacitación del personal técnico en los diferentes tipos de conexiones y manipulaciones ilícitas del equipo de medición y realizar inspecciones periódicas (mañana, tarde y noche) con el fin de detectar anomalías o intervenciones en el equipo de medición, mediante rutas preestablecidas.

Para las pérdidas por conexiones vulneradas es necesaria una revisión completa de los usuarios que se encuentran en las zonas tanto urbanas como comerciales, tomando como

referencia los análisis de consumos y/o balances por SED's.

Esta revisión se realizara de acuerdo al procedimiento descrito en el Anexo N° 07, en resumen consistirá en lo siguiente:

- Si un usuario se encuentra conectado en forma directa, se le realizara el corte en forma inmediata, si es un ex cliente o un no cliente se le notificara, para que este vuelva a ser cliente regular o nuevo cliente.
- Si un medidor no tiene señales de haber sido violentado sus precintos de seguridad, se procede a revisar la acometida y la bornera del mismo, la cual se la volverá a sellar notificando las novedades existentes.
- Si el medidor es un electromecánico o se encuentra en malas condiciones y a simple vista se determina que requiere un cambio, se cambiará el medidor inmediatamente.
- Se dispondrá de una cámara u otro equipo que permita registrar la evidencia en caso de hurto de energía.
- En caso de hurto de energía comprobada se aplicara los procedimientos de acuerdo a la Norma DGE “Reintegros y Recupero de Energía”.
- Realizar un seguimiento de los consumos de usuarios, a fin de controlar las variaciones que estén dentro de los rangos estimados, se deberá contar con un sistema de información que involucre el área de pérdidas y el área de facturación.

Una alternativa para evitar el fraude de energía eléctrica, es mediante la instalación de un medidor en cajas antifraude, el cual permitirá un control más adecuado y tener mayor seguridad en los consumos registrados.



Figura 55. Caja porta medidor antifraude.

5.5.3 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR CONEXIONES CLANDESTINAS

Este tipo de pérdidas se deben a la proliferación de invasiones, el nivel de pobreza de los pobladores como a la falta de atención al requerimiento de instalación del nuevo servicio por parte de la empresa.

Encontrándose en las zonas de invasiones el mayor número de conexiones ilegales, la acción a realizar consiste en: la instalación de nuevos centros de carga a través de SED provisionales a fin de atender mediante suministros colectivos provisionales en las invasiones, que se encuentran en las zonas periféricas de la ciudad.

Una vez implementado los suministros provisionales por parte de HIDRANDINA, se tendrá que darle continuidad al servicio y verificar las instalaciones y equipos de medición en los diferentes suministros provisionales instalados.

5.5.4 INSPECCIÓN A SUMINISTROS OBSERVADOS

Es la inspección de la situación del suministro y se origina del análisis de la facturación, después de su culminación, esta labor consistirá en lo siguiente:

- Inspección del estado del predio (deshabitado, servicio cortado, auto conectado, sin medidor, etc.) e instalaciones eléctricas (medidor caído, mica rota, sin precintos, precintos violentados, display apagado, vulnerado, etc.)
- Actualización y validación de facturación esperada de clientes involucrados.
- Repaso y seguimiento en todo los casos de reincidentes.
- Aplicación de medidas punitivas legales.

5.5.5 OPERATIVOS ANTICLANDESTINAJE

Esta acción tiene como propósito la erradicación de clandestinos, mediante:

- Operativos y patrullajes anti-hurto en horario diurno y nocturno en zonas de alto índice de hurto de energía.
- Operativos anticlandestinajes con participación de la P.N.P., fiscalía y OSINERGMIN, a fin de retirar y decomisar las conexiones clandestinas en zonas de hurto masivo.

5.5.6 REMODELACIÓN PARCIAL DE REDES DE BAJA TENSIÓN

Esta acción consistirá en la inspección de las redes de baja tensión, verificando las vulneraciones de las mismas a fin de:

- Renovar parcialmente las redes de B.T remodelando o anulando algunos tramos o vanos, cambiando conductores convencionales por conductor autoportante y/o conductor concéntrico.
- Realizar cambios de redes subterráneas por redes aéreas utilizando conductor autoportante.

5.5.7 PROYECTOS DE INVERSIÓN

- Ejecución de ampliaciones de redes de M.T y B.T a fin de satisfacer nuevas demandas de energía en zonas periféricas y que están actualmente generando pérdidas por hurto a partir de las redes existentes colindantes.
- Implementación de sistemas de medición inteligente, que en una primera etapa se implementarán en clientes industriales y comerciales para la administración de la demanda, la optimización de la gestión operativa y el control de pérdidas no técnicas, posteriormente a clientes domésticos.

5.6 ETAPAS DEL PROGRAMA DE REDUCCION Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

En el alimentador CHS032 “7ma Sur”, se tiene el 10,03% de pérdidas no técnicas o comerciales el cual es elevado. La estrategia principal de este programa es al desarrollo de las actividades proactivas en forma conjunta con todo el personal de la empresa, que debe complementarse con la ejecución paralela de un plan de concientización y cambio en la mentalidad de la población de no obtener energía eléctrica mediante el hurto de la misma.

Este programa se distribuirá en tres etapas operativas, que se muestra en la Figura 56.



Figura 56. Etapas del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas.

5.7 LISTA DE ACTIVIDADES

La lista de actividades a seguir en la ejecución del programa estratégico de reducción de pérdidas de energía.

- Perfeccionar los procedimientos administrativos a fin de minimizar las pérdidas por administración.
- Adiestrar a personal de toma de lecturas para advertir cualquier irregularidad existente.
- Actualización de las bases de datos de los sistemas comercial Optimus NGC y Maximus incrementando la confiabilidad de los reportes del balance de energía.
- Elaborar y analizar los resultados obtenidos en los balances de energía (por centros de transformación, alimentadores, SED, etc.).
- Realizar auditorías a los procesos de facturación, verificación de la facturación de los consumos por ciclos.

- f. Registro oportuno y adecuado de medidores al sistema comercial.
- g. Capacitar al personal de control en los diferentes tipos de conexiones y manipulaciones ilícitas del equipo de medición.
- h. Realizar inspecciones y/o intervención a suministros con consumos observados (caídas drásticas, consumos cero, observaciones de toma de lectura, etc.) de la cartera menor y mayor.
- i. 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).
- j. Intervención de conexiones fraudulentas; aplicación de recupero de energía según corresponda.
- k. Normalizar o sanear las instalaciones eléctricas (suministro eléctrico) de los suministros detectados con fraude.
- l. Ejecutar operativos anti clandestinajes o anti hurtos de energía; así como controlar y eliminar las conexiones clandestinas (instalar barreras técnicas y efectuar denuncias).
- m. Aplicar mecanismos técnicos y administrativos para la prevención de ilícitos.
- n. Atender con suministros provisionales o temporales colectivos de venta en bloque a sectores que no cuentan con saneamiento físico-legal (invasiones).

A continuación se muestra un cuadro resumen, de los objetivos, estrategias, y actividades del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032.

ESTRATEGIAS Y ACTIVIDADES PARA LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

SITUACIÓN	OBJETIVOS	ESTRATEGIAS	ACTIVIDADES			RESULTADOS
			CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	LARGO PLAZO	
Existencia de errores en el proceso de facturación.	Efectuar una correcta y confiable facturación a clientes finales.	Mejorar la gestión administrativa, Control de los balances de energía, correcta facturación a clientes y registro oportuno y adecuado de medidores al sistema comercial.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reducción de pérdidas administrativas; realizar auditorías a los procesos de facturación. ✓ Verificación de la facturación de los consumos por ciclos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Intervención de conexiones con fraude y clandestinos a usuarios y ex usuarios a nivel doméstico, comercial e industrial, aplicación de recuperado de energía según corresponda. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Atender con suministros provisionales o temporales colectivos de venta en bloque a los sectores que no cuentan con saneamiento físico-legal (Invasiones). 	<p>REDUCIR A 2,93 % Y CONTROLAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA.</p> <p>↓</p> <p>Reducir las pérdidas totales de energía eléctrica.</p> <p>Mejorar la calidad del producto.</p> <p>Mejorar la calidad de servicio.</p> <p>Mejorar la percepción de los clientes sobre la empresa.</p>
Alto nivel de vulneraciones de las conexiones eléctricas.	Prevenir el fraude y hurto de energía - Ejecutar acciones legales para aplicación de penalidades a infractores.	Control del fraude y aplicación de recuperado de energía.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Registros oportunos y adecuados de medidores en el sistema comercial; Verificación de la BD GIS - NGC. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Intervención a conexiones ilegales o clandestinos en zonas de hurto masivo. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Ejecución de ampliaciones de redes de M.T y B.T a fin de satisfacer nuevas demandas de energía en zonas periféricas. 	
Gran proliferación de Invasiones.		Control de clandestinos y gestión de mantenimiento de la conexión eléctrica.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Realizar inspecciones a suministros con consumos observados (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). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Normalizar o sanear las instalaciones eléctricas (suministro eléctrico) de los suministros detectados con fraude. ✓ Operativos anticlandestinidad o antihurto. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Implementación de sistemas de Medición Inteligente. 	
Existe un alto Nivel de Pérdidas No Técnicas (aproximadamente 10,03 %) en el AMT CHS032.	Mejorar la calidad del sistema de medición de la energía consumida a clientes finales.	Mejorar la precisión de la medida.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Elaborar y analizar los resultados obtenidos en los balances de energía (por SET, AMT, SED, etc.). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Instalación de barreras técnicas. ✓ Remodelación parcial de redes baja tensión. 		

Figura 57. Estrategias y actividades del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas.

5.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica se realizó en base a la implementación de cuatro actividades como son:

- Inspección y/o intervención a usuarios que cometen fraude
- Instalación de suministros provisionales
- Operativo anti clandestinaje
- Registro de alumbrado público

5.8.1 INSPECCIÓN A USUARIOS QUE COMETEN FRAUDE

Para la inspección a usuarios con consumos observados, es necesario grupos de trabajo, debidamente capacitado en la detección de diferentes conexiones fraudulentas, que puedan recorrer rutas establecidas mediante cronogramas de trabajo, estos grupo deberá inspeccionar los medidores en el sector y en caso de encontrar infracciones tomar las acciones correspondientes, para esto se realizó un análisis de costos para la inspección del 75 % del total clientes pertenecientes al alimentador en estudio, de los cuales el 32 % se intervendría por sospecha de fraude, en la siguiente Tabla 38 se muestra el costo de intervención e inspección a 11 597 suministros pertenecientes al alimentador CHS032.

Tabla 38: Costo de inspección y/o intervención a suministros con fraude

SERVICIOS

Codigo	Descripción	CU (S/.)	CANTIDAD	MONTO TOTAL
CS04	Corte en línea aérea (empalme) - Monofásico	8,32	3 711	30 876,52
RX04	Reconexión en línea aérea (empalme) - Monofásico	8,66	3 711	32 138,30
MC09	Cambio de medidor monofásico/monof. Prepago	19,40	2 969	57 596,58
MP01	Revisión, limpieza y ajustes de conexión en BT monofásica / trifásica aérea	9,23	11 597	107 042,62
CP01	Inspección Consumos Observados	2,46	11 597	28 529,24
CP02	Intervención de Conexión con Fraude	9,22	3 711	34 216,53
OT09	Soldado de tapa de caja portamedidor	5,37	3 711	19 928,71
OT11	Codificado de la tapa de la caja portamedidor	2,97	3 711	11 022,03
OT19	Digitación de acta de intervención (fichas) en el sistema comercial	0,35	19 019	6 656,82
OT21	Retiro de medidor monofásico/trifásico	14,88	742	11 044,29
TOTAL				S/. 339 051,63

MATERIALES

Item	Descripción	CU (S/.)	CANTIDAD	MONTO TOTAL
1	Medidor Electronico 10-60A 220V 2h	46,00	2 969	136 569,22
2	Precinto de polipropileno Excel II Doble Ancla	0,65	5 938	3 859,56
TOTAL				S/. 140 428,78

RESUMEN

ACTIVIDAD	SERVICIOS	MATERIALES	TOTAL
Inspección e Intervención Consumos Observados - AMT CHS032 - "7ma SUR"	339 052	140 429	S/. 479 480,42

La estimación de la energía recuperada e ingresos por aplicación de recuperó, se efectúa en base a la muestra e inducidos al total de la población, de los recuperó aplicados y que proceden. En la Tabla 39, se muestra los recuperó estimados, aplicados al total de la población, en base al total de irregularidades encontradas, sin embargo, a todas las irregularidades encontradas no se le aplica recuperó, por lo que en la Tabla 40 muestra los recuperó estimados, aplicados y que proceden al total de la población, a partir de este dato se estima la energía recuperada e ingreso por aplicación de recuperó.

Tabla 39: Recuperos estimados en el AMT CHS032 – Total de irregularidades.

Mes Aplicación		(Todas)							
AMT		CHS032							
Irregularidades		(Todas)							
Estimación de Recuperos en la Población									
Tipo de Irregularidades	Cuenta de Suministro	Suma de Recupero (KWh)	Suma de Reducción Pérdida (kWh)	Suma de Monto (S./.)	Usuarios con Irregularidades en la Poblacion	Suma de Recupero (KWh)	Suma de Recupero (MWh)	Suma de Recupero (S./.)	
Conexión Directa de la Red	2	3 005	250	1 704	82	39 261,70	39,26	22 261	
Contrafase	1	1 004	100	570	41	13 116,50	13,12	7 443	
Error en el Proceso de Facturación	9	13 763	2 406	8 733	371	179 799,16	179,80	114 095	
Medidor Averiado, Pantalla Apagada	4	3 371	337	1 771	165	44 041,07	44,04	23 132	
Mica Agujerada	1	1 235	103	819	41	16 134,34	16,13	10 693	
Puente en Bornera de Medidor	57	61 426	7 009	36 422	2 350	802 478,90	802,48	475 823	
Tarjeta Electronica Vulnerado	2	5 279	464	3 300	82	68 959,60	68,96	43 106	
Línea de Carga conectada en directo cor	14	15 150	1 896	10 314	577	197 925,49	197,93	134 749	
Línea Derivada directa en Acometida	2	4 351	423	2 619	82	56 847,35	56,85	34 217	
Línea Derivada directa en bornera del r	5	8 226	994	5 817	206	107 467,37	107,47	75 993	
Total Irregularidades	97	116 810	13 982	72 068	4 000	1 526 031	1 526,03	941 511,50	

Tabla 40: Recuperos estimados en el AMT CHS032 – Irregularidades que proceden.

Mes Aplicación		(Todas)							
AMT		CHS032							
Irregularidades		Procede							
Estimación de Recuperos en la Población									
Tipo de Irregularidades	Cuenta de Suministro	Suma de Recupero (KWh)	Suma de Reducción Pérdida (kWh)	Suma de Monto (S./.)	Usuarios Aplicados recuperos en la Poblacion	Suma de Recupero (KWh)	Suma de Recupero (MWh)	Suma de Recupero (S./.)	
Conexión Directa de la Red	2	3 005	250	1 704	82	39 261,70	39,26	22 261	
Contrafase	1	1 004	100	570	41	13 116,50	13,12	7 443	
Error en el Proceso de Facturación	9	13 763	2 406	8 733	371	179 799,16	179,80	114 095	
Medidor Averiado, Pantalla Apagada	1	610	61	325	41	7 962,66	7,96	4 242	
Mica Agujerada	1	1 235	103	819	41	16 134,34	16,13	10 693	
Puente en Bornera de Medidor	53	61 426	7 009	36 422	2 185	802 478,90	802,48	475 823	
Tarjeta Electronica Vulnerado	2	5 279	464	3 300	82	68 959,60	68,96	43 106	
Línea de Carga conectada en directo con	11	15 150	1 896	10 314	454	197 925,49	197,93	134 749	
Línea Derivada directa en Acometida	2	4 351	423	2 619	82	56 847,35	56,85	34 217	
Línea Derivada directa en bornera del m	5	8 226	994	5 817	206	107 467,37	107,47	75 993	
Total Irregularidades	87	114 048	13 706	70 622	3 587	1 489 953	1 489,95	922 622,08	

En el siguiente cuadro se resume la cantidad estimada de 3 340 recuperos, efectivas, de energía producto de la intervención a 3 711 suministros, lo que representa un volumen de recuperos que asciende a 1 387,20 MWh y S/. 858 992,97.

Para lograr este cometido en un lapso de 1 año, se requiere contar con 4 cuadrillas dedicada exclusivamente a la inspección e intervención de suministros, y laborando 5 días de la semana.

Tabla 41: Cantidad de recupero de energía en MWh y Soles estimados

Descripción	Unidad	Total
Inspeccion a Consumos Observados	Und.	11 597
Intervencion a Conexiones con Fraude	Und.	3 711
Recuperos de Energía que Proceden	Und.	3 340
Recuperos de Energía que Proceden	MWh	1 387,20
Recuperos de Energía que Proceden	S/.	858 992,97

5.8.2 INSTALACION DE SUMINISTROS PROVISIONAL

La instalación de suministros provisionales colectivos, para la venta en bloque de energía, a sectores que no cuentan con saneamiento físico legal (invasiones), comprende como primer paso la instalación de subestación de distribución provisional; el costo de la instalación de subestaciones y suministros provisionales, para mitigar las pérdidas por hurto masivo en zonas periféricas, especialmente invasiones, demanda un costo de inversión inicial de S/. 139 861,00 con un costo de OyM anual de S/. 2 797,00.

En la Tabla 42, se muestra las localidades (invasiones) y la inversión para la instalación de SED provisionales; así mismo en la Tabla 43, se detalla el análisis económico para la instalación de 8 SED provisionales, para la atención con 22 suministros colectivos en zonas de hurto masivo.

Tabla 42: Inversión para la instalación de SED provisionales.

Item	Localidad	Ubicación	Referencia	N° SED Proyectado	N° Sum. Colectivos Proyectado	Max Dem Proy. (kW)	Km Red	N° Viviendas Actual 2014	Inversión (S/.)	COyM Anual
1	AAHH. Isla Blanca	Nvo Chimbote	Frente a A.H. Las Delicias II Etapa	1	4	69,44	0,11	250	18 270	365
2	AAHH. Villa Atahualpa	Nvo Chimbote	Frente a A.H. Las Delicias II Etapa	2	7	111,11	0,30	400	40 115	802
3	AAHH. Mirador de las lomas	Nvo Chimbote	Frente al A.H. Los Licenciados	1	2	27,78	0,10	100	13 773	275
4	AAHH. Las lomas de San Luis	Nvo Chimbote	Frente al A.H. Los Licenciados	1	3	41,67	0,18	150	18 469	369
5	AAHH Tierra Prometida	Nvo Chimbote	Frente al A.H. Los Constructores	2	5	83,33	0,28	300	33 361	667
6	AAHH Jehova Gire	Nvo Chimbote	Frente al A.H. Los Constructores	1	2	27,78	0,15	100	15 874	317
TOTAL				8	22	111,11	1,12	1 300	139 861	2 797

Tabla 43: Análisis económico – instalación de SED provisionales

FLUJO DE CAJA - CENTRO DE CARGA

DESCRIPCION	AÑOS					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GASTOS						
Inversión Inicial	(139 861)					
Operación y Mantenimiento		(2 797)	(2 797)	(2 797)	(2 797)	(2 797)
Total Gastos	(139 861)	(2 797)				
INGRESOS						
Energía recuperada		54 340	73 359	88 920	98 968	105 963
Operativos no ejecutados		28 600	28 600	28 600	28 600	28 600
Total Ingresos	-	82 940	101 959	117 520	127 568	134 563
Flujo de Caja	(139 861)	80 143	99 162	114 723	124 771	131 766
Coefficiente de habitabilidad		0,50	0,55	0,60	0,63	0,65
Número de Clientes		650	715	780	819	845
Consumo Percapita (kWh -mes / cliente)		40	45	50	53	55
Consumo Anual		286 000	386 100	468 000	520 884	557 700

PARAMETROS

Porcentaje de COyM	2,00%
Número de Lotes Proyectados	1 300
Precio Medio Venta	0,42
Precio Medio Compra	0,23
Tasa de Descuento	12%

ANÁLISIS ECÓNOMICO

Inversion (VNR) - S/.	Utilidad Neta	Acumulado	Año
-139 861	-139 861		
	80 143	80 143	2 015
	99 162	179 305	2 016
	114 723	294 027	2 017
	124 771	418 798	2 018
	131 766	550 564	2 019
	VAN	246 465	
	TIR	64,1%	
	PAY BACK	1,56	
	B/C	3,94	

5.8.3 OPERATIVO ANTICLANDESTINAJE

Afin de aminorar las conexiones clandestinas en zonas de hurto masivo, es necesario incrementar la frecuencia de operativos anticlandestinjajes, a 2 operativos por semana, lo que equivale a 96 operativos al año, con 4 cuadrillas totalmente equipadas, con un costo anual de S/. 281 809,92.

5.8.4 REGISTRO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El registro oportuno de medidores en el sistema comercial de la empresa y en especial de alumbrado público, es parte de la gestión de pérdidas administrativas, actividades contemplado en el proceso de control de la información.

El registro de medidores de alumbrado público, perteneciente a 4 subestaciones aportaría en el incremento de la facturación en S/. 89 247,52 soles al año, contribuyendo en 0,71 % de la reducción de pérdidas

5.9 COSTO ECONÓMICO

En la siguiente Tabla 44 se resume los ingresos y egresos en la aplicación del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas de energía; lo que se requiere es una inversión de S/. 901 151,76 para obtener unos ingresos estimados de S/. 1 068 360,49; por lo que se obtendría un beneficio de S/. 167 208,73 soles al finalizar el primer año.

Tabla 44: Análisis costo beneficio del programa de gestión de pérdidas de energía.

BENEFICIO - COSTO DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
INGRESO POR GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (S/.)	TOTAL
Ingreso por recuperos de energía	858 992,97
Incremento de facturación por alumbrado público	89 247,52
Venta de energía por instalación de suministros provisionales	120 120,00
Total Ingresos	S/. 1 068 360,49
EGRESOS POR GESTIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (S/.)	TOTAL
Materiales	270 654,68
Servicios	630 497,07
Total Egresos	S/. 901 151,76

En la Tabla 44, se muestra los ingresos asociados a las actividades propuesto en el programa de reducción de pérdidas no técnicas, así como también los egresos por la gestión de pérdidas de energía, al implementar el programa.

En la Tabla 45, se muestra los gastos por materiales y servicios de las actividades propuestas.

Tabla 45: Materiales y servicios para de gestión de pérdidas de energía

EGRESOS EN Soles				
Actividad	Materiales	Servicios	Total	
Registro de alumbrado público	0	0	0	
Instalación de suministros provisionales	130 225,90	9 635,52	139 861,42	
Inspección y/o intervención a suministros	140 428,78	339 051,63	479 480,42	
Operativo anticlandestinaje	0	281 809,92	281 809,92	
TOTAL	S/. 270 654,68	630 497,07	901 151,76	

5.10 IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032

5.10.1 METAS DEL PROGRAMA

La principal meta que persigue la implementación del programa en el alimentador CHS032 “7ma. Sur” para el año 2015 es:

Reducción de pérdidas no técnicas de energía a : 2,93 %

Reducción de pérdidas de distribución de energía a : 9,46 %

5.10.2 PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

La proyección del indicador de pérdidas no técnicas distribución en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”, acumulado a diciembre 2015 es de 2,93 %; 7,10 puntos porcentuales menos que el alcanzado a diciembre 2014 (10,03 %). En la Tabla 46 y Figura 58 se muestra la tendencia del indicador de pérdidas no técnicas proyectadas para el año 2015.

Tabla 46: Proyección de pérdidas no técnicas AMT CHS032 - 2015

Mes	% PNT	% PNT Estándar
ene-15	6,73%	2,75%
feb-15	5,22%	2,75%
mar-15	4,26%	2,75%
abr-15	3,63%	2,75%
may-15	2,43%	2,75%
jun-15	1,71%	2,75%
jul-15	1,86%	2,75%
ago-15	1,67%	2,75%
sep-15	1,43%	2,75%
oct-15	2,38%	2,75%
nov-15	2,15%	2,66%
dic-15	1,98%	2,66%
Total	2,93%	

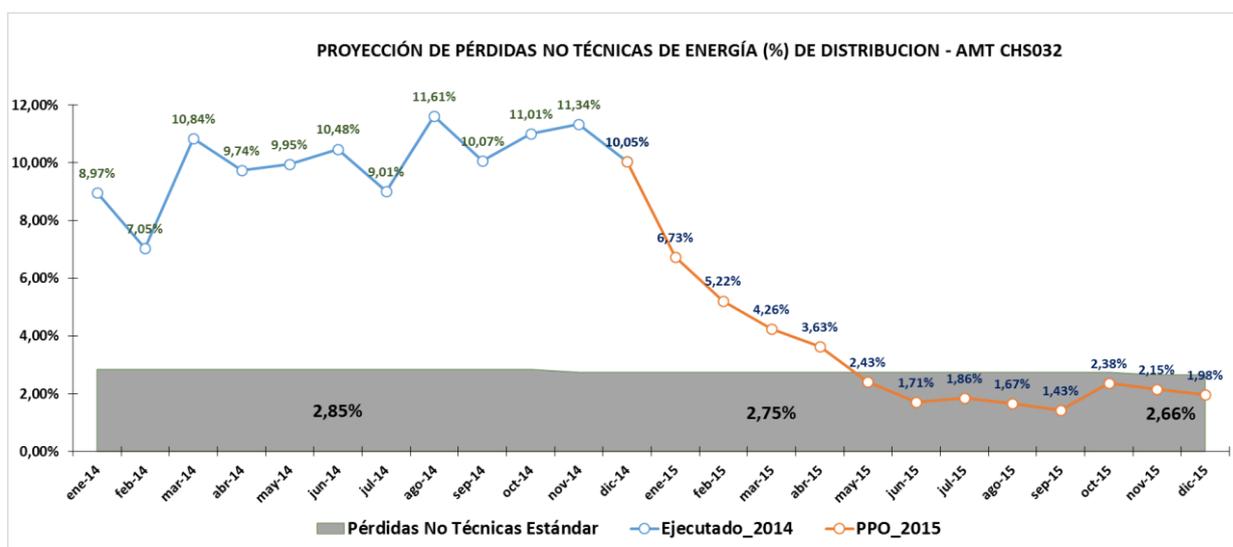


Figura 58. Proyección de pérdidas no técnicas AMT CHS032 - 2015

5.10.3 PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

La proyección de pérdidas en distribución, acumulado para el año 2015 es de 9,46 %; lo que representa 6,84 p.p. menos que el alcanzado a diciembre 2014 (16,30 %). En la Figura 59 se muestra la tendencia del indicador de pérdidas en distribución proyectadas para el año 2015.

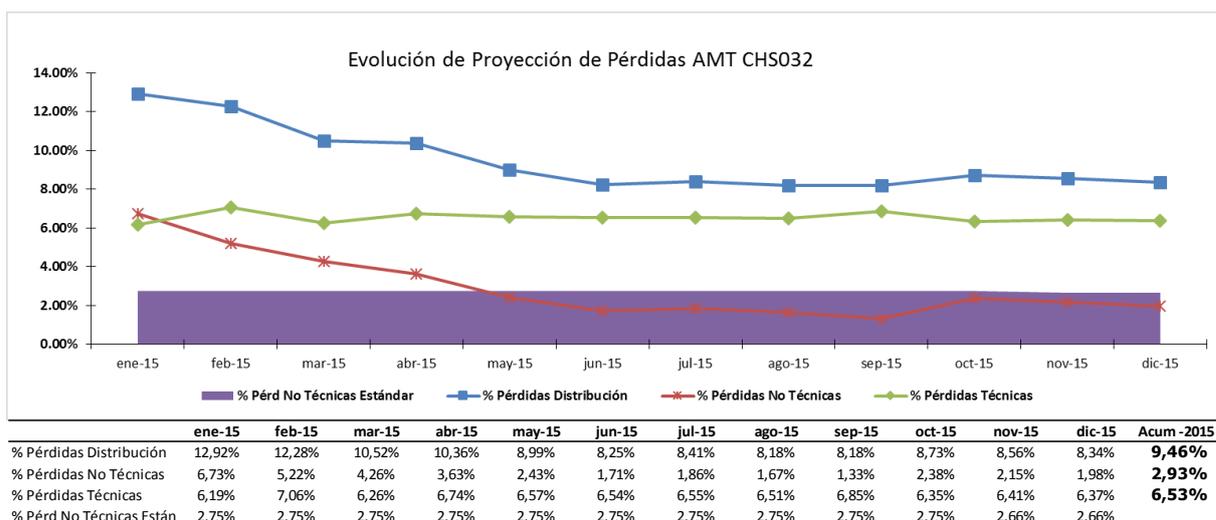


Figura 59. Proyección de pérdidas en distribución AMT CHS032 - 2015

Tabla 47: Proyección de pérdidas en distribución AMT CHS032 - 2015

Mes	Energía Distribuida (MWh)	Ventas en MT (MWh)	Ventas en BT (MWh)	Pérdidas Totales (MWh)	Pérdidas (%)	Pérdidas Acumuladas (%)
ene-15	1 974,61	169,89	1 549,52	255,20	12,92%	12,92%
feb-15	1 925,51	154,50	1 534,57	236,45	12,28%	12,61%
mar-15	2 089,92	180,16	1 689,98	219,78	10,52%	11,88%
abr-15	2 079,99	183,00	1 681,43	215,57	10,36%	11,49%
may-15	2 166,31	198,72	1 772,74	194,85	8,99%	10,96%
jun-15	2 076,01	190,25	1 714,50	171,26	8,25%	10,50%
jul-15	2 097,09	177,26	1 743,37	176,47	8,41%	10,20%
ago-15	1 998,85	186,74	1 648,63	163,48	8,18%	9,95%
sep-15	2 015,60	181,90	1 666,79	166,92	8,28%	9,77%
oct-15	2 113,20	184,62	1 744,04	184,53	8,73%	9,66%
nov-15	2 030,21	163,97	1 692,37	173,87	8,56%	9,56%
dic-15	2 117,43	180,07	1 760,71	176,65	8,34%	9,46%
TOTAL	24 684,75	2 151,09	20 198,64	2 335,01	9,46%	

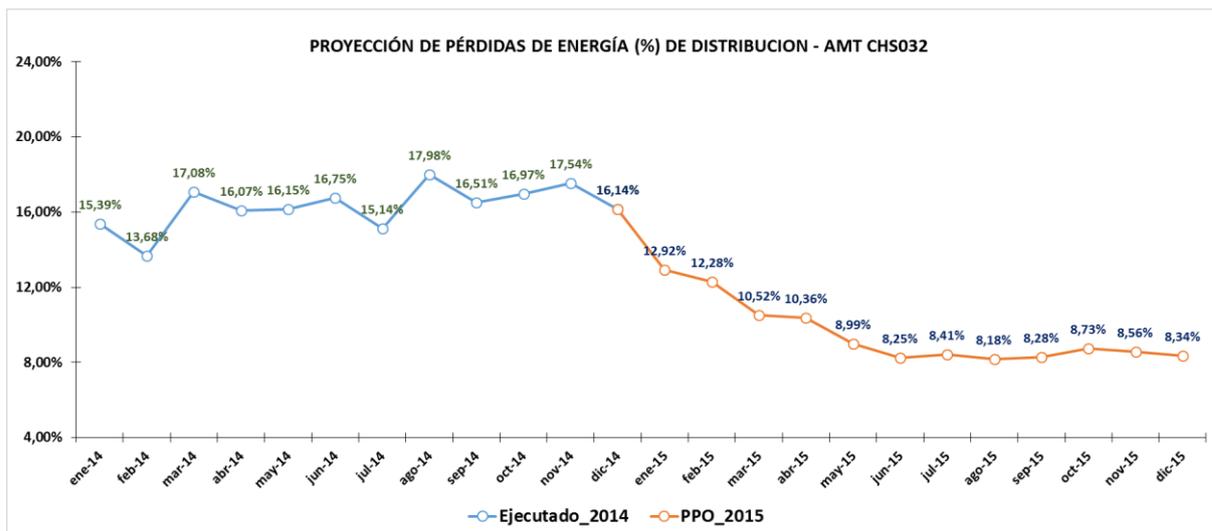


Figura 60. Proyección de pérdidas en distribución AMT CHS032 - 2015

5.10.4 FACTORES QUE DEBEN CUMPLIRSE PARA EL LOGRO DE LAS METAS

5.10.4.1 EN EL AREA DE FACTURACIÓN

- Permanente actualización de la base de datos: datos del medidor y ruteo.
- Supervisión de toma de estado de medidores o consumos observados.
- Correcta aplicación de los factores de medición y registro de lecturas.
- Correcta asignación de los sectores típicos y tarifas.

5.10.4.2 EN EL AREA COBRANZAS Y VENTAS

- Activación suministros instalados.
- Facilidades según evaluación económica del solicitante.
- Variedad de opciones para otorgar facilidades de pago.
- Acercamiento a nuevos sectores urbanos marginales a través de charlas de orientación, para promover la venta de energía.

5.10.4.3 EN EL AREA DE ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS

- Comunicación oportuna para actualizar modificaciones de la base de datos por ampliaciones, remodelaciones o creación de SED.

5.10.4.4 EN LA UNIDAD DE MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN

- Mantenimiento y remodelación de redes (MT y BT).
- Ampliación de redes distribución primaria e instalación de SED provisionales.

5.10.4.5 EN EL AREA DE CONTROL DE OPERACIONES

- Verificación mensual de la lectura de los alimentadores de distribución.
- Verificación del sistema de medición en las sub estaciones de potencia.
- Evaluación de la topología de la red de media tensión.
- Determinación de pérdidas técnicas en el sistema de distribución.

5.10.4.6 EN EL AREA DE CLIENTES MAYORES

- Permanente actualización de la base de datos: datos del medidor y transformadores de corriente.
- Registro adecuado de datos del nuevo cliente mayor.
- Inspecciones a los sistemas de medición.

5.10.4.7 EN EL AREA DE RECURSOS HUMANOS

- Desarrollo de capacidades del personal.
- Práctica de valores.
- Programa de capacitación permanente.

5.11 RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR CHS032

Como primer resultado es importante destacar las mejoras tempranas que contribuyeron a la actividad de registro oportuno y adecuado de medidores al sistema comercial de Hidrandina; específicamente de los medidores de alumbrado público pertenecientes al alimentador CHS032 “7ma. Sur”, así mismo la intervención a suministros con sospecha de fraude y la atención con suministros provisional en zonas de hurtos masivos.

El indicador de pérdidas en distribución en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”, logrado en el año 2015 fue de 15,05 %, lo que representa el 1,25 % menor al resultado obtenido en el periodo anterior (2014), no obstante se tiene 5,59 % mayor a la meta proyectada (9,46 %).

Tabla 48: Pérdidas en distribución proyectadas y ejecutadas - AMT CHS032

Mes	Ejecutado	Proyectado	Ejecutado
	2014	2015	2015
Enero	15,39%	12,92%	16,50%
Febrero	13,68%	12,28%	15,34%
Marzo	17,08%	10,52%	14,81%
Abril	16,07%	10,36%	12,70%
Mayo	16,15%	8,99%	13,50%
Junio	16,75%	8,25%	14,12%
Julio	15,14%	8,41%	14,72%
Agosto	17,98%	8,18%	15,88%
Septiembre	16,51%	8,28%	16,18%
Octubre	16,97%	8,73%	15,52%
Noviembre	17,54%	8,56%	15,85%
Diciembre	16,14%	8,34%	15,66%
Total	16,30%	9,46%	15,05%

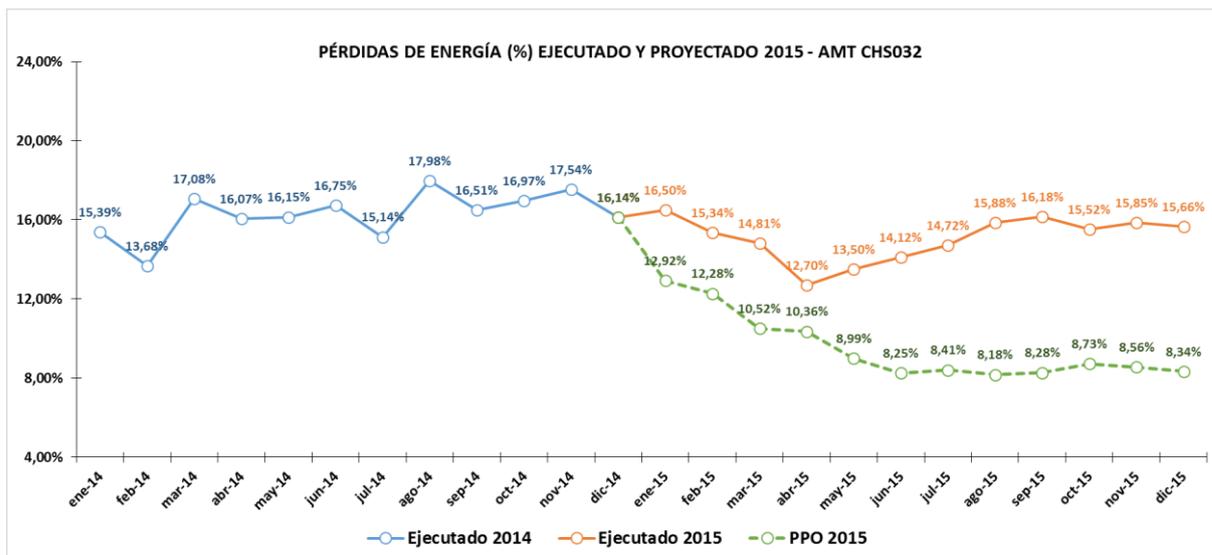


Figura 61. Evolución de pérdidas en distribución proyectadas y ejecutadas - AMT CHS032

De igual manera, el indicador de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”, logrado en el año 2015 fue de 8,54 %, lo que representa el 1,49 % menor al resultado obtenido en el periodo anterior (2014), no obstante se tiene 5,61 % mayor a la meta proyectada (2,93 %).

Tabla 49: Pérdidas no técnicas proyectadas y ejecutadas - AMT CHS032

Mes	Ejecutado 2014	Proyectado 2015	Ejecutado 2015
Enero	8,97%	6,73%	10,33%
Febrero	7,05%	5,22%	8,30%
Marzo	10,84%	4,26%	8,57%
Abril	9,74%	3,63%	5,98%
Mayo	9,95%	2,43%	6,95%
Junio	10,48%	1,71%	7,60%
Julio	9,01%	1,86%	8,19%
Agosto	11,61%	1,67%	9,38%
Septiembre	10,07%	1,43%	9,34%
Octubre	11,01%	2,38%	9,19%
Noviembre	11,34%	2,15%	9,46%
Diciembre	10,05%	1,98%	9,31%
Total	10,03%	2,93%	8,54%

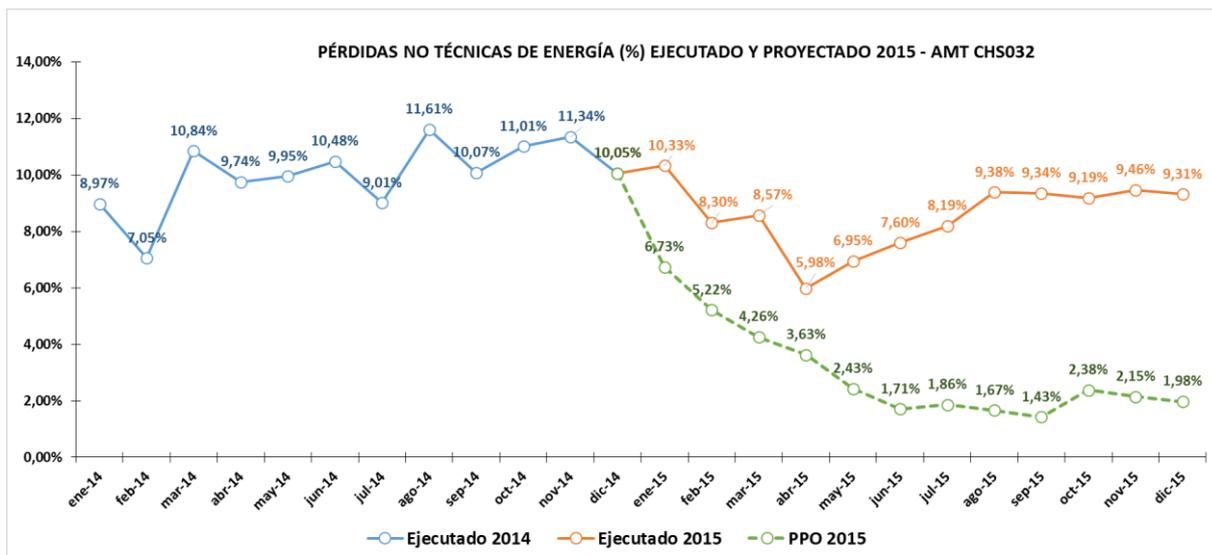


Figura 62. Evolución pérdidas no técnicas proyectadas y ejecutadas - AMT CHS032

5.11.1 ACCIONES REALIZADAS

5.11.1.1 INSPECCIÓN A USUARIOS QUE COMETEN FRAUDE

- Se realizaron 756 inspecciones logrando un nivel de cumplimiento de 6,5%
- Se detectaron 157 vulneraciones, realizando recupero de energía por un equivalente a 61,95 MWh al año y un ingreso monetario anual de S/. 38 258,83; logrando un nivel de cumplimiento de 4,5%; esta actividad apporto a la reducción de pérdidas con 9,74 MWh al año.

Tabla 50: Resultados de las inspecciones a suministros en el alimentador CHS032 – 2015

RESULTADOS DE INSPECCIÓN E INTERVENCIÓN DE SUMINISTROS AMT CHS032 - 2015

		ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	Acum_2015
Presupuestado	Inspección	1 120	1 120	1 176	1 064	1 120	1 176	1 120	1 176	840	784	453	448	11 597
	Detectados	358	358	376	340	358	376	358	376	269	251	145	143	3 711
	Aplicados	323	323	339	306	323	339	323	339	242	226	131	129	3 340
	Efectividad	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
	Recupero (MWh)	134,0	134,0	140,7	127,3	134,0	140,7	134,0	140,7	100,5	93,8	54,2	53,6	1 387,2
	Recupero (S/.)	82 956,9	82 956,9	87 104,8	78 809,1	82 956,9	87 104,8	82 956,9	87 104,8	62 217,7	58 069,8	33 571,6	33 182,8	858 993,0
Ejecutado	Inspección	28	14	98	112	168	42	84	56	42	42	42	28	756
	Detectados	6	2	28	25	44	1	6	21	3	7	8	6	157
	Efectividad (%)	21,43%	14,29%	28,57%	22,32%	26,19%	2,38%	7,14%	37,50%	7,14%	16,67%	19,05%	21,43%	20,77%
	Recupero (MWh)	2,4	0,8	11,0	9,9	17,4	0,4	2,4	8,3	1,2	2,8	3,2	2,4	61,9
	Recupero (S/.)	1 465,9	488,6	6 841,1	6 108,1	10 750,2	244,3	1 465,9	5 130,8	733,0	1 710,3	1 954,6	1 465,9	38 358,8
Cumplimiento	Inspección (%)	2,5%	1,3%	8,3%	10,5%	15,0%	3,6%	7,5%	4,8%	5,0%	5,4%	9,3%	6,3%	6,5%
	Detectados (%)	1,7%	0,6%	7,4%	7,3%	12,3%	0,3%	1,7%	5,6%	1,1%	2,8%	5,5%	4,2%	4,2%
	Recupero - MWh (%)	1,8%	0,6%	7,9%	7,8%	13,0%	0,3%	1,8%	5,9%	1,2%	2,9%	5,8%	4,4%	4,5%
	Recupero - S/. (%)	1,8%	0,6%	7,9%	7,8%	13,0%	0,3%	1,8%	5,9%	1,2%	2,9%	5,8%	4,4%	4,5%
Red. de Pérdidas (MWh/mes)	0,37	0,12	1,74	1,55	2,73	0,06	0,37	1,30	0,19	0,43	0,50	0,37	9,74	

5.11.1.2 INSTALACIÓN DE SUMINISTROS PROVISIONALES

- Se lograron instalar 5 suministros colectivos provisionales, en sectores con hurto masivo, reduciendo los niveles de pérdidas en un 0,29 % en el primer año, para esto se instalaron 2 subestaciones provisionales.

A través de las instalaciones de los suministros colectivos, se logró reducir las pérdidas de energía en las subestaciones ubicadas en las fronteras con Nuevos Asentamientos Humanos (invasiones); en las Figuras 63 y 64, se muestra la evolución de las pérdidas de energía en volumen y porcentaje, en 2 subestaciones, antes y después de las instalaciones de los suministros provisionales colectivos.

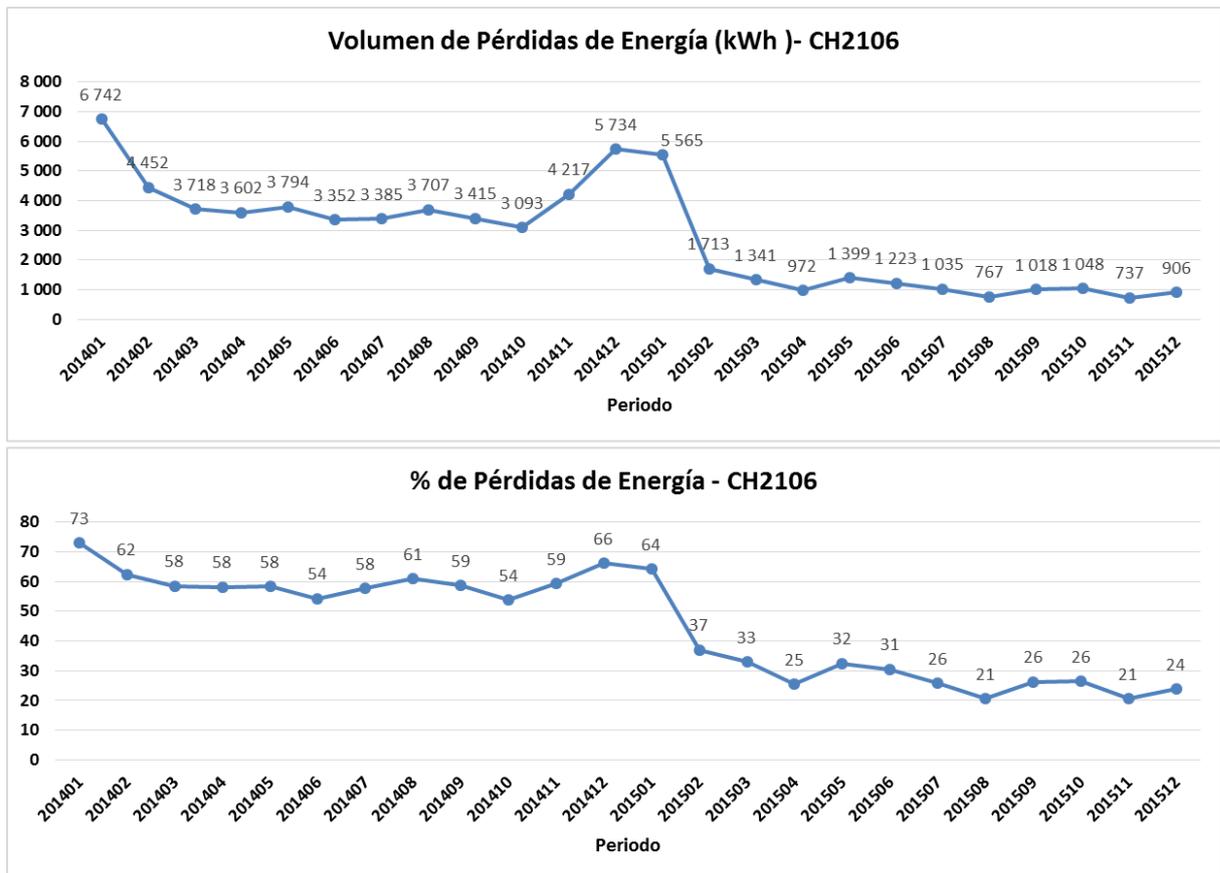


Figura 63. Evolución de pérdidas de energía en kWh y % en la SED CH2106

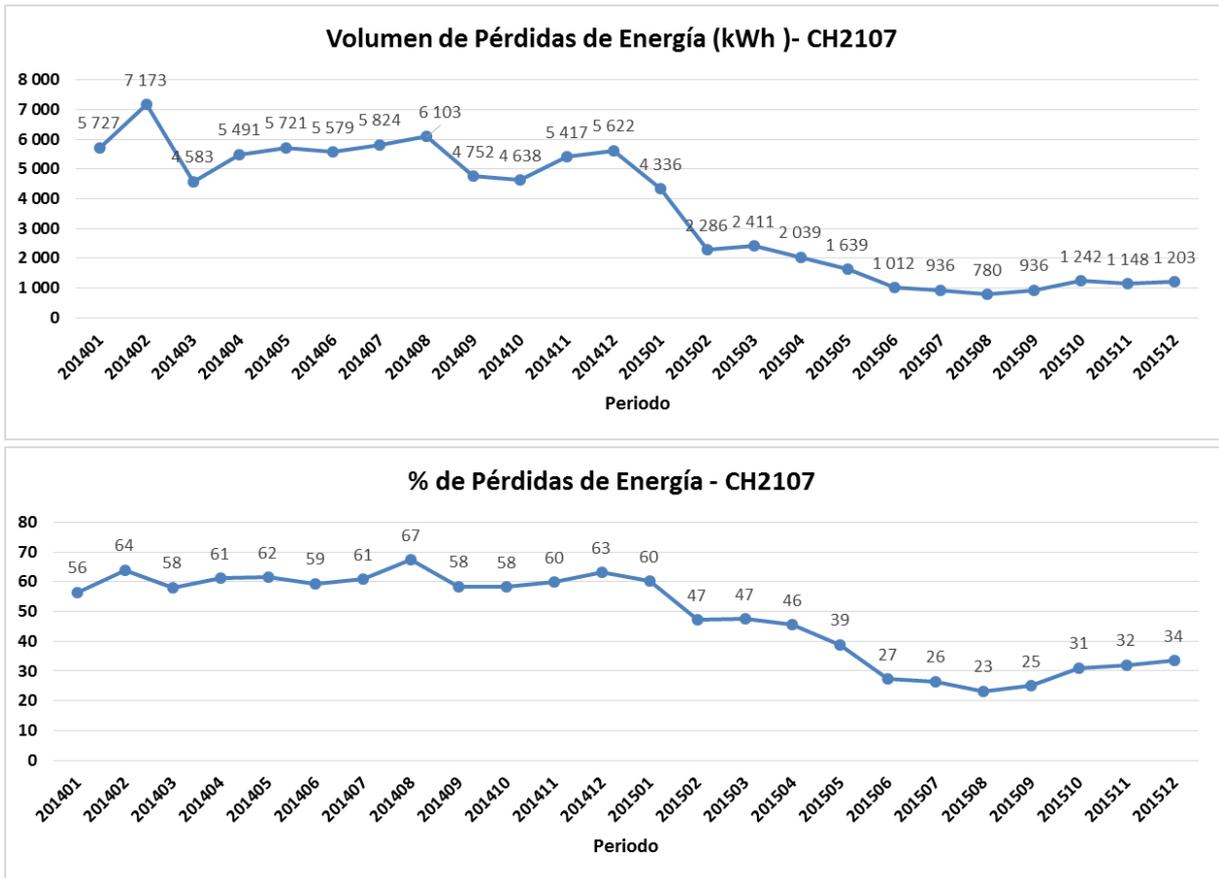


Figura 64. Evolución de pérdidas de energía en kWh y % en la SED CH2107

5.11.1.3 OPERATIVO ANTICLANDESTINAJE

- Se realizó 36 operativos anti clandestinajes de los 96 programados, logrando un nivel de cumplimiento de 37,50%.

5.11.1.4 REGISTRO DE ALUMBRADO PÚBLICO

- Se realizó el registro de medidores de Alumbrado Público pertenecientes a 4 SED, por lo que se redujo a cero (0,00%) este tipo de pérdidas de energía al aumentar el consumo como ventas en dichas SED; en esta actividad se logró un nivel de cumplimiento al 100%.

En la Tabla 51, se muestra los facturación por consumos promedios mensual, antes y después de ser instalados los medidores de alumbrado público en el sistema comercial de Hidrandina.

Tabla 51: Facturación por consumo de alumbrado público antes y después del registro de medidores – AMT CHS032.

SED	Consumo 2014 (kWh/mes)	Consumo 2015 (kWh/mes)	Incremento de Consumo (kWh/mes)
CH1559	0	364	364
CH1833	0	303	303
CH0868	758	7 519	6 761
CH1172	456	7 844	7 388
Total general	1 214	16 029	14 815

5.11.2 CUMPLIMIENTO DE LA META PROYECTADO

En la Tabla 52, se muestra el indicador de pérdida no técnica, de 10,03 % actual (real 2014) y de 2,93 % como meta (proyectado 2015), disgregado por tipos de irregularidades

Tabla 52: Indicador de pérdida no técnica proyectada por tipos de irregularidades.

Item	Tipos de Irregularidades	Actividad	Tipo de Actividad	ACTUAL	META
				% de Pérdidas NT	% de Pérdidas
1	Vulneraciones	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	5,73%	1,83%
2	Conexión Directa	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	0,13%	0,03%
3	Clandestinos	Instalación de Suministro Provisional Operativos Anticlandestinajes	Reducción	1,94%	0,78%
4	Error en el Sistema de Medición	Inspección a Consumos Observados/Facturación	Control	0,18%	0,02%
5	Error en el Proceso de Facturación	Verificación del proceso de facturación	Control	1,26%	0,19%
6	Alumbrado Público No Registrado	Registro de med. Sistema NGC de clientes y	Control	0,71%	0,00%
7	Otros			0,08%	0,08%
TOTAL				10,03%	2,93%

En la Tabla 53, se muestra el indicador de pérdidas no técnica actual (real 2014), meta (proyectada 2015) y ejecutado (real 2015), donde el indicador de pérdidas no técnicas logro reducirse en 1,49 % con respecto al indicador real del año 2014, no obstante con respecto a la meta se tiene un incremento de 5,61 %, por lo que se observa un grado de cumplimiento alcanzado de 21,03 % con respecto al indicador de pérdidas y un grado de cumplimiento de 18,72 % con respecto a la actividades ejecutadas.

Tabla 53: Indicador de pérdida no técnica ejecutada y cumplimiento de metas.

Item	Tipos de Irregularidades	Actividad	Tipo de Actividad	ACTUAL	META	EJECUTADO	VARIACIÓN	
				% de Pérdidas NT	% de Pérdidas	% de Pérdidas	Cumplimiento respecto al Ind. Pérd. %	Cumplimiento respecto a Actividades %
1	Vulneraciones	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	5,73%	1,83%	5,35%	9,94%	6,52%
2	Conexión Directa	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	0,13%	0,03%	0,12%	9,01%	6,52%
3	Clandestinos	Instalación de Suministro Provisional Operativos Anticlandestinajes	Reducción	1,94%	0,78%	1,65%	24,62%	37,50%
4	Error en el Sistema de Medición	Inspección a Consumos Observados/Facturación	Control	0,18%	0,02%	0,16%	7,51%	6,52%
5	Error en el Proceso de Facturación	Verificación del proceso de facturación	Control	1,26%	0,19%	1,17%	7,95%	6,52%
6	Alumbrado Público No Registrado	Registro de med. Sistema NGC de clientes y	Control	0,71%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%
7	Otros			0,08%	0,08%	0,08%	0,00%	0,00%
TOTAL				10,03%	2,93%	8,54%	21,03%	18,72%

En la Tabla 54, se muestra el resumen del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”, ejecutadas en el año 2015; donde se compara con indicadores reales del periodo 2014 y las proyectadas para el año 2015.

Tabla 54: Resumen del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur” – Año 2015.

Resumen de Aporte del Programa a la Gestión de Pérdidas No Técnicas de Energía AMT CHS032 - Anual

Empresa : Hidrandina S.A. - UU.NN. Chimbote
 Área : Control de Pérdidas
 Objetivo : Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía - AMT CHS032
 Meta : 2,93%
 Reducción de Pérdidas de Energía : 7,10%

Item	Tipos de Irregularidades	Actividad	Tipo de Actividad	ACTUAL					META										Aporte de Reducción de Pérdidas UU.NN.	Observaciones
				Pérdidas de Energía Anual (MWh)	Pérdidas de Energía (MWh/mes)	% de Pérdidas NT	Pérdida Económica Anual (S./.)	% de Pérdidas	Pérdidas de Energía Anual (MWh)	Pérdidas de Energía Mensual (MWh)	Pérdida Económica Anual (S./.)	Costo de Inversion (S./.)	Ingreso Anual x Gestión de Pérdidas (S./.)	Utilidad 1° Año x Gestión de Pérdidas (S./.)	Beneficio Esperado Anual x Reducción de Pérdidas (S./.)	Reducción Anual de Pérdidas (MWh)	Reducción de Pérdidas Mensual (MWh)	Reducción Anual de Pérdidas (%)		
1	Vulneraciones	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	1 359,39	113,28	5,73%	571 088,12	1,83%	435,01	36,25	182 748,20	376 837,69	675 107,71	298 270,02	388 339,92	924,39	77,03	3,90%	Inspección a 9,115 suministros	
2	Conexión Directa	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	30,98	2,58	0,13%	13 015,06	0,03%	7,75	0,65	3 253,77	8 588,11	15 385,66	6 797,55	9 761,30	23,24	1,94	0,10%	Inspección a 208 suministros	
3	Clandestinos	Instalación de Suministro Provisional Operativos Anticlandestinajes	Reducción	459,84	38,32	1,94%	105 765,30	0,78%	183,94	15,33	42 306,12	421 671,34	120 120,00	-301 551,34	63 459,18	275,90	22,99	1,16%	Instalación 22 Sumin. Prov. colectivos (1,300 fam.) 96 Operativos que involucre el AMT CHS032	
4	Error en el Sistema de Medición	Inspección a Consumos Observados/Facturación	Control	41,70	3,48	0,18%	17 519,27	0,02%	4,17	0,35	1 751,93	11 560,25	20 710,28	9 150,03	15 767,35	37,53	3,13	0,16%	0,38% Inspección a 2,275 suministros	
5	Error en el Proceso de Facturación	Verificación del proceso de facturación	Control	297,59	24,80	1,26%	125 018,16	0,19%	44,64	3,72	18 752,72	82 494,37	147 789,31	65 294,95	106 265,43	252,95	21,08	1,07%	Verificación mensual del proceso de Fact.	
6	Alumbrado Público No Registrado	Registro de med. Sistema NGC de clientes y	Control	169,08	14,09	0,71%	71 031,50	0,00%	0,00	0,00	0,00	89 247,52	89 247,52	71 031,50	169,08	14,09	0,71%	Verificación mensual de BD GIS y Sist. Comercial		
7	Otros			19,70	1,64	0,08%	8 275,77	0,08%	19,70	1,64	8 275,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%			
TOTAL				2 378,28	198,19	10,03%	911 713,188	2,93%	695,19	57,93	257 088,51	901 151,76	1 068 360,49	167 208,73	654 624,68	1 683,09	140,26	7,10%	0,38%	

Item	Tipos de Irregularidades	Actividad	Tipo de Actividad	% de Pérdidas	EJECUTADO					VARIACIÓN				Observaciones
					Pérdidas de Energía Mensual (MWh)	Pérdida Económica Anual (S./.)	Beneficio Logrado Anual (S./.)	Costo de Inversion (S./.)	Ingreso x Aplicación del Programa Anual (S./.)	Reducción de Pérdidas Ejec15 - Ejec14	Reducción de Pérdidas Ejec15 - Meta	Cumplimiento respecto al Ind. Pérd. %	Cumplimiento respecto a Actividades %	
1	Vulneraciones	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	5,35%	105,63	532 487,66	38 600,46	24 565,78	30 147,33	-0,39%	3,51%	9,94%	6,52%	Inspecciono 594 suministros
2	Conexión Directa	Inspección y/o Intervención a Suministros	Reducción	0,12%	2,41	12 135,36	879,70	559,85	687,06	-0,01%	0,09%	9,01%	6,52%	Inspecciono 14 suministros
3	Clandestinos	Instalación de Suministro Provisional Operativos Anticlandestinajes	Reducción	1,65%	32,66	90 144,61	15 620,69	137 465,41	27 720,00	-0,29%	0,88%	24,62%	23,08%	5 sumin. provisionales colectivos (298 familias) 36 Operativos en el AMT CHS032
4	Error en el Sistema de Medición	Inspección a Consumos Observados/Facturación	Control	0,16%	3,24	16 335,13	1 184,15	753,60	924,83	-0,01%	0,15%	7,51%	6,52%	Inspecciono 148 suministros
5	Error en el Proceso de Facturación	Verificación del proceso de facturación	Control	1,17%	23,12	116 568,04	8 450,11	5 377,75	6 599,62	-0,08%	0,98%	7,95%	6,52%	Verificación del proceso de Fact.
6	Alumbrado Público No Registrado	Registro de med. Sistema NGC de clientes y	Control	0,00%	0,00	0,00	71 031,50	0,00	74 688,79	-0,71%	0,00%	100,00%	100,00%	Registro de AP al Sist. Comercial
7	Otros			0,08%	1,64	8 275,77	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
TOTAL				8,54%	168,70	775 946,57	135 766,61	168 722,39	140 767,63	-1,49%	5,61%	21,03%	18,72%	

5.11.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL INCUMPLIMIENTO DE LA META PROYECTADO

En todo programa de trabajo que implica la ejecución y cumplimiento de actividades dentro de un periodo de tiempo, existen acciones o hechos que determinan el avance para alcanzar los objetivos y metas trazados.

A continuación se describe la problemática existente, que contribuyeron para el incumplimiento de la meta propuesto del programa; así como también las actividades a corregir, en la gestión de pérdidas en la empresa Hidrandina.

5.11.3.1 GESTIÓN ADMINISTRATIVA

A. Restricciones de Personal

Esta restricción es inherente a todas las unidades de negocios, la falta de personal calificado para la actividad limita el cumplimiento de las actividades, de igual manera la falta de personal de supervisión por parte de Hidrandina.

Adicionalmente debemos precisar que el personal asignado a las actividades de control y reducción de pérdidas en la unidad de negocio Chimbote está a cargo de una empresa tercerizadora (contratista), bajo la supervisión de la empresa Hidrandina.

El personal de la contratista, que debería de estar conformado como mínimo de 6 cuadrillas totalmente equipadas, exclusivos para las actividades de control y reducción de pérdidas; en la práctica, la contratista cuenta con 3 cuadrillas de pérdidas como máximo, divididas de la siguiente manera: una cuadrilla está destinada a realizar actividades en la zona norte de Chimbote, una segunda cuadrilla en la zona Sur y una tercera cuadrilla en el Valle (Coishco y Santa) no obstante dichas cuadrillas también realiza actividades técnico comerciales y de distribución de acuerdo a la necesidad y prioridad de la concesionaria. A continuación se indican las actividades ejecutas por este personal en forma adicional.

- Procedimiento de contrastes masivos por Resolución 680-2008-OS/CD. (programación semestral, trabajos de exigencia normativa). Programación de actividades, control de notificaciones y coordinaciones con el OSINERGMIN.
- Actividades programadas de mantenimiento de conexiones en cumplimiento de la Resolución 228-2009-OS/CD. y administración del fondo CRM en cumplimiento de la Resol. 153-2011-OS/CD.
- Atención de denuncias, reclamos, inspecciones y elaboración de informes de proceso investigador para su descargo.
- Verificación de solicitudes y registros de suministros nuevos pendientes de atención y de aquellos que no registren medidor asignado en el sistema comercial.
- Inspección de factibilidades de suministro y fijación de punto de entrega a nuevos clientes para la instalación de sus sistemas de medición.

B. Restricciones de Presupuesto.

La meta propuesta de reducción de pérdidas de energía, se encuentra estrechamente vinculadas a la ejecución de las actividades programadas y al presupuesto solicitado, de no contar con la aprobación de las partidas presupuestales no será posible alcanzar la meta en la reducción de las pérdidas de energía.

C. Restricciones de Materiales

- Es importante señalar que el cumplimiento de la meta propuesta, así como el desarrollo de cada una de las actividades programadas por las diferentes líneas estratégicas de la unidad de control de pérdidas, esta supeditados a contar de manera oportuna con los materiales presupuestados.
- En tal sentido se requiere que la unidad de logística programe y ejecute la adquisición de los materiales con la debida anticipación y evitar, contingencias las contratistas que desarrollan las actividades de control de pérdidas.

5.11.3.2 GESTIÓN COMERCIAL

En la unidad de negocios Chimbote de la empresa Hidrandina, el área de control de

pérdidas, actualmente depende del área de control comercial y este a su vez depende de la jefatura comercial. La limitante que se presentan en el área de control de pérdidas de la unidad de negocio de Chimbote es:

- Existe restricción en la asignación de roles del sistema comercial Optimus NGC, al supervisor de control de pérdidas, por lo que no es posible la verificación de solicitudes y registros de suministros nuevos pendientes de atención y de aquellos que no registren medidor asignado en el sistema comercial.
- Falta de equipamiento al sistema informático con herramientas necesarias en el “Módulo Balance de Energía”; a fin de elaborar y analizar balances de energía por alimentadores, MT. y BT. por sistema eléctrico y unidad de negocio.
- Se requiere implementar un nuevo módulo informático “Módulo de Control de Energía” en el sistema comercial Optimus NGC, para que el personal pueda realizar eficientemente la detección de clientes con altas probabilidades de fraude, mediante el “Módulo de Control de Energía” que debe incluir un análisis estadístico y probabilístico de las variables de consumos de todos los usuarios, mediante un análisis previo de la información disponible, como consumos de energía, potencia contratada, sistema eléctrico, tipo de cliente (mercado eléctrico), intervención por fraude, ubicación geográfica, entre otros parámetros. para optimizar el trabajo en campo en base a análisis.

5.11.3.3 GESTION TÉCNICA

- La gerencia técnica en las empresas Hidrandina no cuentan en su organigrama con una unidad encargada de la gestión de pérdidas técnicas de energía.
- Considerando el nivel de pérdidas actual que presenta Hidrandina., es necesario la puesta en marcha de un estudio y diagnóstico de pérdidas técnicas, que permita identificar y cuantificar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución (MT-BT), lo cual favorecerá a un mejor direccionamiento de los recursos y acciones destinadas a la optimización de las pérdidas técnicas y no técnicas (comerciales).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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.

Las pérdidas totales de energía en el Alimentador CHS032 “7ma. Sur” es de 16,30 %, lo que representa en volumen 3 864,95 MWh anual.

La discriminación de las pérdidas totales de energía, en pérdidas técnicas en el orden del 6,27 % y no técnicas en 10,03 %, lo que equivale a S/. 28 494,56 y S/. 75 976,10 de pérdidas económicas mensuales respectivamente.

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,

De las inspecciones de la muestra en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”, se determinó que las irregularidades que dan origen a las pérdidas no técnicas son el 0,53% de clientes con conexiones directo de la red, el 1,07% de clientes presentan error en el sistema de medición, el 2,40 % corresponde a clientes con error en el proceso de facturación, el 21,87% de usuarios cometen diferentes tipos de vulneraciones y el 74,13 % no presenta novedades en su sistema de conexión.

En el diagnostico se determinó que del 10,03 % de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 “7ma. Sur”: el 5,73 % corresponden a vulneraciones; el 0,13 % corresponden a conexiones directas; el 1,94 % corresponden a conexiones clandestinos; el 0,18 % corresponden a error en el sistema de medición; el 1,26 % corresponden a error en el proceso de facturación; el 0,71 % corresponde al alumbrado público no registrado en el sistema comercial NGC y el 0,08 % corresponde a otros tipos de anomalías.

Se identificó zonas con alto grado de hurto de energía, siendo estos nuevos asentamientos humanos o invasiones en zonas no electrificadas, ubicados en la zonas periféricas de la ciudad, este crecimiento desordenado de la población, son propensos al hurto de energía mediante conexiones clandestinas, este tipo de pérdidas representa 1,94 % de pérdidas equivalente a 459,84 MWh al año.

El programa de reducción y control de pérdidas en el alimentador CHS032 “7ma.Sur”, comprende básicamente la ejecución de 4 actividades principales: intervención a suministros, instalación de suministros provisionales, incrementar la frecuencia de operativos y registros de medidores de alumbrado público al sistema comercial, por lo que se lograría reducir las pérdidas no técnicas de 10,03 % a 2,93 %, obteniendo una utilidad, al finalizar el primer año de S/. 167 208,73.

Con todas las acciones y actividades adoptadas durante el periodo 2015, para el cumplimiento de la meta propuesta, se ha logrado alcanzar un 21,03 % de grado de cumplimiento con respecto al indicador de pérdidas y un 18,72 % de cumplimiento con respecto a las actividades, con ello se logró reducir las pérdidas no técnicas en 1,49 % con respecto al año anterior .

Se pudo constatar que en la empresa Hidrandina, se realiza planes para reducir pérdidas no técnicas de energía, no obstante no se sigue una metodología apropiada y a esto se suma la asignación inadecuada de recursos y la falta de personal lo que limita la ejecución de trabajos en forma sostenida, asimismo la estructura orgánica del área de control de pérdidas en la unidad de negocios Chimbote, no está definida formalmente, lo que a nuestro criterio dificulta la gestión y control de pérdidas.

RECOMENDACIONES

Se recomienda continuar y reforzar la ejecución del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas de energía en distribución, con la intención de reducir estas pérdidas de 10,03 % a 2,93 %, por lo que se obtendría un beneficio de S/. 654 624,68.

Se recomienda elaborar y analizar balances de energía desagregando las pérdidas en técnicas y no técnicas a nivel del sistema de distribución.

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.

Normalizar o sanear las instalaciones eléctricas de los suministros detectados con fraude.

Programar y ejecutar los operativos antihurto de energía; así como controlar y eliminar las conexiones clandestinas (Reconfiguración de Redes, Instalar barreras técnicas y efectuar denuncias).

Coordinar con los AA.HH. aledaños a las instalaciones eléctricas periféricas, para la obtención de suministros provisionales y/o proyectos de electrificación.

Implementar mejoras en el sistema comercial Optimus NGC de Hidrandina, como la producción del “Modulo de Control de Energía” basado en algoritmos de consistencias que incluyan en una primera etapa: Los rangos de consumo, promedio de los 12 o más meses anteriores y promedio estacionales; y en una segunda etapa se debe diseñar un modelo matemático computacional para el análisis (pronóstico de rangos de consumo), para la detección de clientes con altas probabilidades de fraude.

Implementar tecnología que permita tomar lecturas en tiempo real de los suministros de

la cartera común enviándose automáticamente la información al sistema comercial NGC, el cual permitirá realizar el proceso de consistencia en tiempo real, evitando errores en las lecturas y ahorrando costos en la actividad de relecturas.

Realizar auditorías periódicas de los procesos de facturación, verificación de la facturación de los consumos y ciclos.

Se recomienda una supervisión permanente a las actividades de toma de lectura y reparto de recibos, impulsando un programa de mejoras sobre las desviaciones encontradas.

Renovar en forma progresiva el parque de medidores, reemplazando aquellos que hayan cumplido su vida útil o que presenten deficiencias técnicas (medidores averiados), con la finalidad de garantizar una correcta medición de consumos

Mantener actualizada la base de datos de los medidores en el sistema comercial Optimus.

Efectuar un mayor control y seguimiento de los cortes del servicio por morosidad, a fin de evitar que los clientes deudores consuman energía sin autorización, la misma que muchas veces no es registrada en los sistemas de medición.

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.

Se recomienda ejecutar ampliaciones de las redes BT a fin de atender adecuadamente el crecimiento de la demanda.

BIBLIOGRAFIA

- 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 Título, Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, Quito.
- Cañar Olmedo, S. P. (2007). *Cálculo Detallado de Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución Aplicado al Alimentador "Universidad" Perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.* Tesis de Título, 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., & Pérez, 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 título, 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.
- Celín Sisalima, J. H., & Rodríguez, M. X. (2011). *Diagnostico y propuesta de mejoras para el control y reducción de pérdidas no tecnicas en el alimentador madero Vargas de la corporacion Nacional de Electricidad el Oro.* Tesis de Título, Universidad Técnica de Cotopaxi, Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Latacunga.
- Custodio Vásquez, E. W., & 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 título, Universidad Nacional del Santa, Chimbote.

- Dammert Lira, A., Molinelli, A. F., & Carbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano* (Primera ed.). Lima, Lima, Perú.
- DeConceptos. (Setiembre de 2015). Obtenido de <http://deconceptos.com/general/indicador>
- 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.
- González Cáceres, J. (2009). *Asistencia Técnica Para Reducción de Pérdidas en Redes de Distribución de Nicaragua*. Proyecto apoyo a la integración y desarrollo energético de centroamérica, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Oficina Subregional para Centroamérica.
- HIDRANDINA_S.A. (2015). *Plan Operativo Periodo 2015*. Plan Operativo, Trujillo.
- Martín, M., & Ramtí, O. (1991). *Pérdidas de Energía*. Montevideo - Uruguay: Copygraf SRL.
- MINEM. (2014). *Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014*. Ministerio de Energía y Minas, Lima - Perú.
- Ministerio de Energía y Minas. (2012). *Infraestructura y Mercado. Perú Documento Promotor del Subsector Electricidad*, 23-24.
- Orjuela, H. (2014). *Programa de Reducción de Pérdidas Técnicas*. (H. Orjuela, Ed.) Obtenido de *Pérdidas de Energía Eléctrica*: <http://www.perdidasdeenergiaelectrica.com/>
- Pajuelo, M., & Castro, J. (Setiembre de 2014). *Pacific Credit Rating*. Obtenido de <http://www.ratingspcr.com/electricoperu.html>
- Paucar Castillo, E. (2005). *Análisis de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución utilizando flujo de potencia en entorno GIS*. Lima, Perú.

Paucar Castillo, E. (2012). Manual de Usuario DAP. Lima, Perú.

Paucar Castillo, E. (2013). Aplicación de modelo DAP para análisis y planeamiento de sistemas de distribución. *UCO_Hidrandina*. Lima.

RM N° 571-2006-MEM/DM, Norma DGE "Reintegros y Recupero de Energía Eléctrica" (Ministerio de Energía y Minas; 29 de Noviembre de 2006).

Serebrisky, T., Mercado, J., & Jiménez, R. (2014). *Electricidad pérdidas: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe*. Monografía del BID, Banco Interamericano de Desarrollo, Biblioteca Felipe Herrera, Washington, DC EE.UU.

ANEXOS

- ANEXO N° 01 : DIAGRAMA UNIFILAR MT ALIMENTADOR CHS032.
- ANEXO N° 02 : BALANCES DE ENERGIA DE GESTION 2010 - 2015.
- ANEXO N° 03 : PÉRDIDAS EN ENERGÍA (MWh) y PORCENTAJE (%) POR ALIMENTADORES UU.NN. CHIMBOTE 2014 – 2015.
- ANEXO N° 04 : CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR CONEXIONES CLANDESTINAS MASIVAS (INVASIONES).
- ANEXO N° 05 : EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR CONEXIONES CLANDESTINAS MASIVAS (INVASIONES) POST INSTALACION DE SUMINISTROS PROVISIONALES.
- ANEXO N° 06 : CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO ANTES Y DESPUES DEL REGISTRO DE MEDIDORES - AMT CHS032
- ANEXO N° 07 : PROCEDIMIENTO PARA UNA INTERVENCION DE CONEXIÓN CON FRAUDE.
- ANEXO N° 08 : MODALIDADES DE HURTOS Y FRAUDES ALGUNOS EJEMPLOS.

ANEXO N° 01
DIAGRAMA UNIFILAR MT ALIMENTADOR CHS032

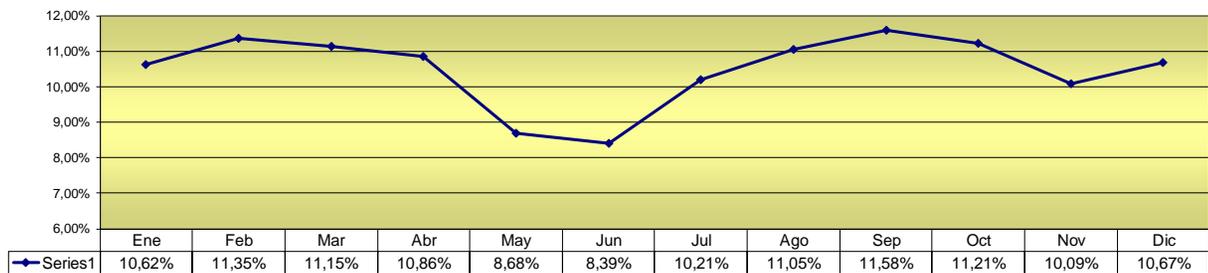
ANEXO N° 02
BALANCES DE ENERGÍA DE GESTIÓN 2010 - 2015

BALANCE DE ENERGIA 2010
MVH

UNIDAD DE GESTION: CHIMBOTE

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	I Trim.	Abril	Mayo	Junio	II Trim.	Julio	Agosto	Septiembre	III Trim.	Octubre	Noviembre	Diciembre	IV Trim.	2010
1. Energía comprada y/o producida	26 133,63	22 555,97	25 338,29	74 027,89	24 719,57	32 434,27	33 512,71	90 666,55	28 527,74	24 569,57	24 855,21	77 952,53	26 815,09	28 122,14	28 219,35	83 156,57	325 803,54
1.1. De Empresas Generadoras	26 114,871	22 537,150	25 325,555	73 977,58	24 708,077	32 425,530	33 504,579	90 638,19	28 519,175	24 561,647	24 848,00	77 928,82	26 807,36	28 114,53	28 209,46	83 131,35	325 675,94
- COES - SICN - ELPESA2	24 770,65	21 330,56	24 058,64	70 159,85	23 513,73	31 276,60	32 380,75	87 171,08	27 384,51	23 430,98	23 699,10	74 514,58	25 490,03	26 932,77	26 866,17	79 288,97	311 134,49
- COES - SICN - ELPESA	1 344,22	1 206,59	1 266,92	3 817,72	1 194,34	1 148,93	1 123,83	3 467,10	1 134,67	1 130,67	1 148,91	3 414,24	1 317,33	1 181,76	1 343,30	3 842,38	14 541,45
- CHAVIMOCHIC y ADINELSA																	
- DU EX LIBRE + COES																	
1.2. Producida Sistema Aislado y/o Propio	18,76	18,82	12,74	50,32	11,50	8,74	8,13	28,37	8,57	7,92	7,21	23,70	7,72	7,61	9,88	25,21	127,60
- Hidroeléctrica																	
- Termoeléctrica	18,76	18,82	12,74	50,32	11,50	8,74	8,13	28,37	8,57	7,92	7,21	23,70	7,72	7,61	9,88	25,21	127,60
2. Pérdidas en Transmisión	1 476,880	1 184,490	1 540,920	4 202,29	1 600,360	1 877,010	1 777,950	5 255,32	1 734,830	1 946,627	1 758,449	5 439,91	1 567,142	1 577,961	1 428,157	4 573,26	19 470,78
2.1. En Muy Alta Tensión	1 418,45	1 131,95	1 483,12	4 033,52	1 533,37	1 823,55	1 721,95	5 078,87	1 681,00	1 885,73	1 715,59	5 282,32	1 510,87	1 510,04	1 358,85	4 379,76	18 774,46
2.2. En Alta Tensión	58,43	52,54	57,80	168,77	66,99	53,46	56,00	176,45	53,83	60,90	42,86	157,59	56,27	67,92	69,31	193,50	696,31
3. Consumo Propio de Centrales y SET's	56,82	45,97	52,15	154,94	47,51	54,44	52,59	154,54	60,38	52,20	48,15	160,73	47,91	47,54	48,48	143,93	614,14
4. Energía Total Disponible: (1-2-3)	24 599,93	21 325,51	23 745,23	69 670,66	23 071,70	30 502,82	31 682,17	85 256,70	26 732,53	22 570,74	23 048,62	72 351,89	25 200,03	26 496,64	26 742,71	78 439,38	305 718,62
5. Venta de Energía a Clientes en MAT y AT																	
5.1. Ventas en AT																	
5.1.1. AT Libre																	
5.1.2. AT Regulado																	
6. Energía Entregada al Sistema de Distribución MT y BT (4-5)	24 599,93	21 325,51	23 745,23	69 670,66	23 071,70	30 502,82	31 682,17	85 256,70	26 732,53	22 570,74	23 048,62	72 351,89	25 200,03	26 496,64	26 742,71	78 439,38	305 718,62
7. Venta de Energía a Clientes Finales en MT y B	21 988,56	18 904,65	21 098,55	61 991,76	20 565,85	27 854,09	29 024,20	77 444,14	24 003,59	20 077,46	20 379,24	64 460,29	22 376,02	23 822,49	23 890,46	70 088,97	273 985,17
7.1. Mercado Libre																	
7.1.1. MT																	
7.1.2. BT																	
7.2. Mercado Regulado	21 988,56	18 904,65	21 098,55	61 991,76	20 565,85	27 854,09	29 024,20	77 444,14	24 003,59	20 077,46	20 379,24	64 460,29	22 376,02	23 822,49	23 890,46	70 088,97	273 985,17
7.2.1. MT	8 827,38	6 866,22	7 766,13	23 459,73	8 004,78	15 129,69	16 642,83	39 777,30	11 391,83	7 346,64	8 083,50	26 821,97	9 422,93	11 074,89	10 213,49	30 711,31	120 770,32
7.2.2. BT	13 161,18	12 038,43	13 332,42	38 532,03	12 561,07	12 724,41	12 381,37	37 666,84	12 611,77	12 730,82	12 295,74	37 638,33	12 953,09	12 747,60	13 676,97	39 377,66	153 214,85
7.3. Prog. Reducción de Pérdidas																	
8. Pérdidas de Distribución en MT y BT (6-7)	2 611,37	2 420,85	2 646,68	7 678,90	2 505,85	2 648,73	2 657,97	7 812,55	2 728,94	2 493,28	2 669,38	7 891,59	2 824,01	2 674,15	2 852,25	8 350,41	31 733,45
	10,62%	11,35%	11,15%	11,02%	10,86%	8,68%	8,39%	9,16%	10,21%	11,05%	11,58%	10,91%	11,21%	10,09%	10,67%	10,65%	10,38%
8.1 Pérdidas de Distribución en MT	644,52	558,73	622,12	1 825,37	604,48	799,17	830,07	2 233,73	700,39	591,35	603,87	1 895,62	660,24	694,21	700,66	2 055,11	8 009,83
8.1 Pérdidas de Distribución en BT	1 966,85	1 862,13	2 024,55	5 853,52	1 901,37	1 849,55	1 827,90	5 578,83	2 028,54	1 901,93	2 065,50	5 995,98	2 163,77	1 979,94	2 151,59	6 295,30	23 723,62
9. Total Ventas (5+7)	21 988,56	18 904,65	21 098,55	61 991,76	20 565,85	27 854,09	29 024,20	77 444,14	24 003,59	20 077,46	20 379,24	64 460,29	22 376,02	23 822,49	23 890,46	70 088,97	273 985,17

PERDIDAS ENERGIA % U.N. CHIMBOTE 2010



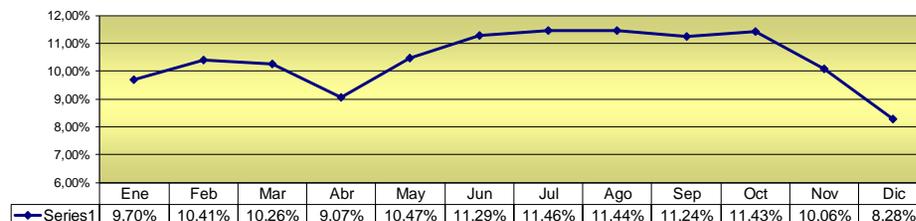
Pérdidas por Transmisión	5,65%	5,25%	6,08%	5,68%	6,47%	5,79%	5,31%	5,80%	6,08%	7,92%	7,07%	6,98%	5,84%	5,61%	5,06%	5,50%	5,98%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANCE DE ENERGIA 2011
MWH

UNIDAD DE GESTION: CHIMBOTE

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	I Trim.	Abril	Mayo	Junio	II Trim.	Julio	Agosto	Septiembre	III Trim.	Octubre	Noviembre	Diciembre	IV Trim.	2011
1. Energía comprada y/o producida	30 749,62	26 328,43	31 310,58	88 388,63	36 549,64	32 007,83	31 436,93	99 994,40	29 008,46	28 487,94	28 233,25	85 729,66	29 313,71	31 189,85	42 200,86	102 704,43	376 817,11
1.1. De Empresas Generadoras	30 734,207	26 312,914	31 299,326	88 346,45	36 538,985	31 999,396	31 428,627	99 967,01	28 999,999	28 479,480	28 225,954	85 705,43	29 306,084	31 183,749	42 200,863	102 690,70	376 709,58
- COES - SICN - ELPESA2	29 185,74	24 970,22	29 850,23	84 006,19	35 214,71	30 684,54	30 084,76	95 984,02	27 708,03	27 173,96	26 915,39	81 797,38	27 833,04	29 809,65	40 624,34	98 267,03	360 054,62
- COES - SICN - ELPESA	1 548,47	1 342,70	1 449,09	4 340,25	1 324,27	1 314,86	1 343,86	3 982,99	1 291,96	1 305,52	1 310,56	3 908,05	1 473,05	1 374,10	1 576,52	4 423,66	16 654,96
- CHAVIMOCHIC y ADINELSA																	
- DU EX LIBRE + COES																	
1.2. Producida Sistema Aislado y/o Propio	15,41	15,51	11,25	42,18	10,65	8,43	8,31	27,39	8,46	8,46	7,30	24,23	7,63	6,10		13,73	107,53
- Hidroeléctrica																	
- Termoeléctrica	15,41	15,51	11,25	42,18	10,65	8,43	8,31	27,39	8,46	8,46	7,30	24,23	7,63	6,10		13,73	107,53
2. Pérdidas en Transmisión	1 426,055	1 339,612	1 532,600	4 298,27	1 705,090	1 473,996	1 492,619	4 671,71	1 602,759	1 593,903	1 639,899	4 836,56	1 732,634	1 485,541	1 603,772	4 821,95	18 628,48
2.1. En Muy Alta Tensión	1 361,23	1 280,34	1 456,95	4 098,52	1 622,86	1 406,09	1 428,87	4 457,83	1 538,36	1 533,71	1 571,05	4 643,12	1 664,22	1 419,98	1 542,40	4 626,61	17 826,08
2.2. En Alta Tensión	64,83	59,27	75,65	199,74	82,23	67,90	63,75	213,88	64,40	60,20	68,85	193,44	68,41	65,56	61,37	195,34	802,40
	4,64%	5,09%	4,90%	4,67%	4,61%	4,75%	4,75%	5,53%	5,60%	5,81%		5,91%	4,76%	3,80%		4,95%	
3. Consumo Propio de Centrales y SETs	47,77	43,74	40,25	131,76	37,66	40,58	40,06	118,30	42,87	44,19	40,36	127,42	43,57	41,50	40,73	125,80	503,28
4. Energía Total Disponible: (1-2-3)	29 275,79	24 945,08	29 737,73	83 958,60	34 806,89	30 493,25	29 904,25	95 204,39	27 362,83	26 849,86	26 553,00	80 765,68	27 537,51	29 662,81	40 556,36	97 756,68	357 685,35
5. Venta de Energía a Clientes en MAT y AT																	
5.1. Ventas en AT																	
5.1.1. AT Libre																	
5.1.2. ATRegulado																	
6. Energía Entregada al Sistema de Distribución MT y BT (4-5)	29 275,79	24 945,08	29 737,73	83 958,60	34 806,89	30 493,25	29 904,25	95 204,39	27 362,83	26 849,86	26 553,00	80 765,68	27 537,51	29 662,81	40 556,36	97 756,68	357 685,35
7. Venta de Energía a Clientes Finales en MT y BT	26 436,49	22 349,41	26 685,39	75 471,30	31 650,89	27 301,24	26 528,13	85 480,26	24 225,71	23 777,86	23 569,55	71 573,12	24 391,18	26 677,75	37 198,90	88 267,83	320 792,51
7.1. Mercado Libre																	
7.1.1. MT																	
7.1.2. BT																	
7.2. Mercado Regulado	26 436,49	22 349,41	26 685,39	75 471,30	31 650,89	27 301,24	26 528,13	85 480,26	24 225,71	23 777,86	23 569,55	71 573,12	24 391,18	26 677,75	37 198,90	88 267,83	320 792,51
7.2.1. MT	12 659,51	9 498,49	12 703,95	34 861,94	18 342,28	13 433,57	13 294,64	45 070,49	10 536,54	10 027,57	10 110,52	30 674,63	10 418,98	12 795,53	22 569,98	45 784,49	156 391,55
7.2.2. BT	13 776,99	12 850,92	13 981,45	40 609,36	13 308,61	13 867,67	13 233,49	40 409,78	13 689,17	13 750,29	13 459,02	40 898,48	13 972,20	13 882,23	14 628,92	42 483,34	164 400,96
7.3. Prog. Reducción de Pérdidas																	
8. Pérdidas de Distribución en MT y BT (6-7)	2 839,30	2 595,67	3 052,34	8 487,30	3 156,00	3 192,01	3 376,12	9 724,13	3 137,12	3 071,99	2 983,45	9 192,56	3 146,33	2 985,06	3 357,46	9 488,85	36 892,84
	9,70%	10,41%	10,26%	10,11%	9,07%	10,47%	11,29%	10,21%	11,46%	11,44%	11,24%	11,38%	11,43%	10,06%	8,28%	9,71%	10,31%
8.1 Pérdidas de Distribución en MT	611,86	521,35	621,52	1 754,73	727,46	637,31	625,00	1 989,77	571,88	561,16	554,96	1 688,00	575,53	619,95	847,63	2 043,11	7 475,62
8.1 Pérdidas de Distribución en BT	2 227,43	2 074,32	2 430,82	6 732,57	2 428,54	2 554,70	2 751,12	7 734,36	2 565,24	2 510,83	2 428,49	7 504,56	2 570,80	2 365,10	2 509,83	7 445,73	29 417,22
9. Total Ventas (5+7)	26 436,49	22 349,41	26 685,39	75 471,30	31 650,89	27 301,24	26 528,13	85 480,26	24 225,71	23 777,86	23 569,55	71 573,12	24 391,18	26 677,75	37 198,90	88 267,83	320 792,51

PERDIDAS ENERGIA % U.N. CHIMBOTE 2011



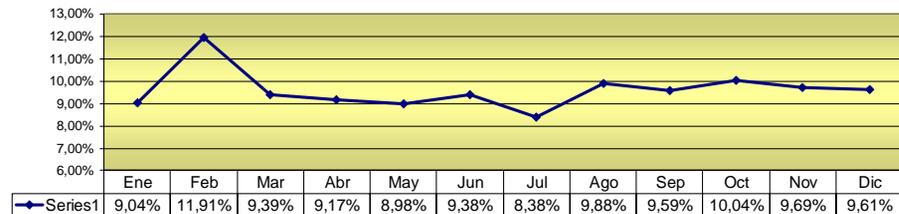
Pérdidas por Transmisión	4,64%	5,09%	4,89%	4,86%	4,67%	4,61%	4,75%	4,67%	5,53%	5,60%	5,81%	5,64%	5,91%	4,76%	3,80%	4,69%	4,94%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANCE DE ENERGIA 2012 AJUSTADO
MVH

UNIDAD DE GESTION: CHIMBOTE

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	I Trim.	Abril	Mayo	Junio	II Trim.	Julio	Agosto	Septiembre	III Trim.	Octubre	Noviembre	Diciembre	IV Trim.	2012
1. Energía comprada y/o producida	35 595,32	29 491,63	32 377,00	97 463,95	32 898,44	35 386,47	36 670,48	104 955,39	35 229,84	28 738,10	29 210,97	93 178,91	30 078,61	30 117,01	31 574,70	91 770,32	387 368,56
1.1. De Empresas Generadoras	35 595,323	29 491,632	32 376,996	97 463,95	32 898,442	35 386,468	36 670,479	104 955,39	35 229,837	28 738,105	29 210,967	93 178,91	30 078,612	30 117,007	31 574,696	91 770,32	387 368,56
- COES - SICN.- ELPESA2	33 930,38	27 968,40	30 652,63	92 551,41	31 210,84	33 976,77	35 214,08	100 401,70	33 588,26	27 198,26	27 846,47	88 633,00	28 625,60	28 576,77	29 882,47	87 084,83	368 670,93
- COES - SICN.- ELPESA	1 664,94	1 523,23	1 724,37	4 912,54	1 687,60	1 409,69	1 456,40	4 553,69	1 641,57	1 539,85	1 364,49	4 545,91	1 453,02	1 540,24	1 692,23	4 685,49	18 697,63
- CHAVIMOCHIC y ADINELSA																	
- DU EX LIBRE + COES																	
1.2. Producida Sistema Aislado y/o Propio																	
- Hidroeléctrica																	
- Termoeléctrica																	
2. Pérdidas en Transmisión	1 948,456	1 364,724	1 495,690	4 808,87	1 662,959	1 425,815	1 665,491	4 754,27	1 513,179	1 615,502	1 465,203	4 593,88	1 477,859	1 370,882	2 061,382	4 910,12	19 067,14
2.1. En Muy Alta Tensión	1 872,85	1 289,07	1 389,70	4 551,62	1 585,90	1 358,60	1 599,17	4 543,67	1 436,04	1 549,79	1 406,65	4 392,48	1 432,23	1 320,34	2 009,40	4 761,97	18 249,74
2.2. En Alta Tensión	75,61	75,65	105,99	257,25	77,06	67,21	66,32	210,59	77,14	65,71	58,55	201,41	45,63	50,55	51,98	148,15	817,41
	5,47%	4,63%	4,62%	4,93%	5,05%	4,03%	4,54%	4,53%	4,30%	5,62%	5,02%	4,93%	4,91%	4,55%	6,53%	5,35%	4,92%
3. Consumo Propio de Centrales y SET's	39,18	36,62	39,87	115,66	39,31	41,04	40,31	120,65	42,99	46,04	47,29	136,32	42,25	52,02	46,37	140,64	513,28
4. Energía Total Disponible: (1-2-3)	33 607,69	28 090,29	30 841,44	92 539,42	31 196,17	33 919,62	34 964,68	100 080,47	33 673,66	27 076,56	27 698,47	88 448,70	28 558,50	28 694,11	29 466,94	86 719,55	367 788,15
5. Venta de Energía a Clientes en MAT y AT																	
5.1. Ventas en AT																	
5.1.1. AT Libre																	
5.1.2. AT Regulado																	
6. Energía Entregada al Sistema de Distribución MT y BT (4-5)	33 607,69	28 090,29	30 841,44	92 539,42	31 196,17	33 919,62	34 964,68	100 080,47	33 673,66	27 076,56	27 698,47	88 448,70	28 558,50	28 694,11	29 466,94	86 719,55	367 788,15
7. Venta de Energía a Clientes Finales en MT y BT	30 570,66	24 743,73	27 946,79	83 261,17	28 334,95	30 874,09	31 684,29	90 893,33	30 850,92	24 400,94	25 041,30	80 293,16	25 691,87	25 914,47	26 635,60	78 241,94	332 689,60
7.1. Mercado Libre																	
7.1.1. MT																	
7.1.2. BT																	
7.2. Mercado Regulado	30 570,66	24 743,73	27 946,79	83 261,17	28 334,95	30 874,09	31 684,29	90 893,33	30 850,92	24 400,94	25 041,30	80 293,16	25 691,87	25 914,47	26 635,60	78 241,94	332 689,60
7.2.1. MT	15 419,61	10 431,87	11 651,49	37 502,97	13 384,65	15 919,51	16 837,81	46 141,97	15 698,46	9 556,22	10 414,29	35 668,97	10 564,25	11 074,85	11 370,78	33 009,87	152 323,78
7.2.2. BT	15 151,05	14 311,86	16 295,30	45 758,21	14 950,30	14 954,58	14 846,48	44 751,35	15 152,46	14 844,72	14 627,01	44 624,19	15 127,62	14 839,62	15 264,82	45 232,06	180 365,82
7.3. Prog. Reducción de Pérdidas																	
8. Pérdidas de Distribución en MT y BT (6-7)	3 037,03	3 346,57	2 894,65	9 278,25	2 861,23	3 045,53	3 280,39	9 187,14	2 822,74	2 675,62	2 657,18	8 155,54	2 866,64	2 779,64	2 831,34	8 477,62	35 098,54
8.1 Pérdidas de Distribución en MT	702,40	587,09	644,59	1 934,07	652,00	708,92	730,76	2 091,68	703,78	565,90	578,90	1 848,58	596,87	599,71	615,86	1 812,44	7 686,77
8.1 Pérdidas de Distribución en BT	2 334,63	2 759,48	2 250,06	7 344,17	2 209,23	2 336,61	2 549,63	7 095,46	2 118,96	2 109,72	2 078,28	6 306,96	2 269,76	2 179,93	2 215,48	6 665,18	27 411,77
9. Total Ventas (5+7)	30 570,66	24 743,73	27 946,79	83 261,17	28 334,95	30 874,09	31 684,29	90 893,33	30 850,92	24 400,94	25 041,30	80 293,16	25 691,87	25 914,47	26 635,60	78 241,94	332 689,60

PERDIDAS ENERGIA % U.N. CHIMBOTE 2012



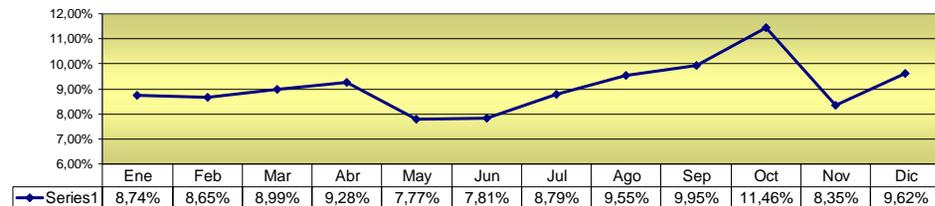
Pérdidas por Transmisión	5,47%	4,63%	4,62%	4,93%	5,05%	4,03%	4,54%	4,53%	4,30%	5,62%	5,02%	4,93%	4,91%	4,55%	6,53%	5,35%	4,92%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANCE DE ENERGIA NOMINAL 2013
MWH

UNIDAD DE GESTION: CHIMBOTE

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	I Trim.	Abril	Mayo	Junio	II Trim.	Julio	Agosto	Septiembre	III Trim.	Octubre	Noviembre	Diciembre	IV Trim.	2013
1. Energía comprada y/o producida	34 559,67	30 100,05	31 637,55	96 297,27	29 072,59	35 470,67	34 671,30	99 214,55	31 979,47	32 709,89	30 620,21	95 309,57	31 366,83	41 026,79	44 208,18	116 601,79	407 423,19
1.1. De Empresas Generadoras	34 559,670	30 100,050	31 637,554	96 297,27	29 072,586	35 470,669	34 671,295	99 214,55	31 979,474	32 709,887	30 620,213	95 309,57	31 366,828	41 026,785	44 208,181	116 601,79	407 423,19
- COES - SICN - ELPESA2	32 902,32	28 655,75	30 083,94	91 642,01	27 671,46	34 010,24	33 207,35	94 889,05	30 464,92	31 168,00	29 104,65	90 737,57	29 803,93	39 365,49	42 447,10	111 616,52	388 885,15
- COES - SICN - ELPESA	1 657,35	1 444,30	1 553,61	4 655,26	1 401,12	1 460,43	1 463,95	4 325,50	1 514,55	1 541,89	1 515,56	4 572,00	1 562,90	1 661,29	1 761,08	4 985,27	18 538,04
- CHAVIMOCHIC y ADINELSA																	
- DU EX LIBRE + COES																	
1.2. Producida Sistema Aislado y/o Propio																	
- Hidroeléctrica																	
- Termoeléctrica																	
2. Pérdidas en Transmisión	1 439,567	1 447,397	1 366,631	4 253,60	1 356,623	1 325,847	1 290,079	3 972,55	1 338,700	1 776,038	1 791,967	4 906,70	1 988,731	1 527,320	1 604,110	5 120,16	18 253,01
2.1. En Muy Alta Tensión	1 388,34	1 406,12	1 317,88	4 112,33	1 308,61	1 270,04	1 246,51	3 825,16	1 273,80	1 715,87	1 741,46	4 731,13	1 934,08	1 487,20	1 541,77	4 963,05	17 631,67
2.2. En Alta Tensión	51,23	41,28	48,76	141,26	48,02	55,80	43,57	147,39	64,90	60,17	50,51	175,58	54,65	40,12	62,34	157,11	621,34
	4,17%	4,81%	4,32%		4,67%	3,74%	3,72%		4,19%	5,43%	5,85%		6,34%	3,72%	3,63%		4,48%
3. Consumo Propio de Centrales y SET's	41,19	37,33	42,96	121,48	42,60	45,96	42,29	130,85	42,59	43,48	39,97	126,05	42,05	41,39	47,32	130,76	509,13
4. Energía Total Disponible: (1-2-3)	33 078,91	28 615,33	30 227,96	91 922,20	27 673,36	34 098,86	33 338,93	95 111,15	30 598,18	30 890,37	28 788,28	90 276,82	29 336,05	39 458,07	42 556,75	111 350,88	388 661,05
5. Venta de Energía a Clientes en MAT y AT																	
5.1. Ventas en AT																	
5.1.1. AT Libre																	
5.1.2. AT Regulado																	
6. Energía Entregada al Sistema de Distribución MT y BT (4-5)	33 078,91	28 615,33	30 227,96	91 922,20	27 673,36	34 098,86	33 338,93	95 111,15	30 598,18	30 890,37	28 788,28	90 276,82	29 336,05	39 458,07	42 556,75	111 350,88	388 661,05
7. Venta de Energía a Clientes Finales en MT y B	30 188,61	26 140,07	27 510,41	83 839,09	25 106,50	31 448,31	30 735,44	87 290,26	27 908,69	27 941,06	25 923,90	81 773,66	25 973,75	36 163,10	38 464,01	100 600,86	353 503,86
7.1. Mercado Libre																	
7.1.1. MT																	
7.1.2. BT																	
7.2. Mercado Regulado	30 188,61	26 140,07	27 510,41	83 839,09	25 106,50	31 448,31	30 735,44	87 290,26	27 908,69	27 941,06	25 923,90	81 773,66	25 973,75	36 163,10	38 464,01	100 600,86	353 503,86
7.2.1. MT	14 040,47	11 466,12	11 317,79	36 824,37	9 949,45	15 797,98	16 024,21	41 771,65	12 696,88	12 448,15	11 032,71	36 177,74	10 655,17	20 865,12	22 358,07	53 878,36	168 652,12
7.2.2. BT	16 148,14	14 673,95	16 192,62	47 014,71	15 157,05	15 650,33	14 711,23	45 518,61	15 211,81	15 492,91	14 891,20	45 595,92	15 318,59	15 297,98	16 105,94	46 722,50	184 851,74
7.3. Prog. Reducción de Pérdidas																	
8. Pérdidas de Distribución en MT y BT (6-7)	2 890,30	2 475,26	2 717,55	8 083,11	2 566,86	2 650,55	2 603,49	7 820,90	2 689,49	2 949,31	2 864,37	8 503,17	3 362,30	3 294,97	4 092,74	10 750,02	35 157,19
	8,74%	8,65%	8,99%	8,79%	9,28%	7,77%	7,81%	8,22%	8,79%	9,55%	9,95%	9,42%	11,46%	8,35%	9,62%	9,65%	9,05%
9. Total Ventas (5+7)	30 188,61	26 140,07	27 510,41	83 839,09	25 106,50	31 448,31	30 735,44	87 290,26	27 908,69	27 941,06	25 923,90	81 773,66	25 973,75	36 163,10	38 464,01	100 600,86	353 503,86

PERDIDAS ENERGIA % U.N. CHIMBOTE 2013



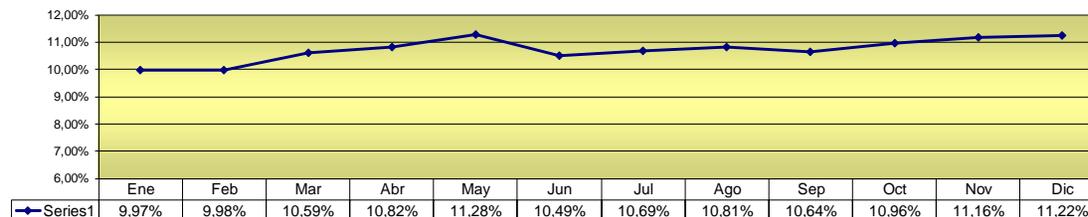
Pérdidas por Transmisión	4,17%	4,81%	4,32%	4,42%	4,67%	3,74%	3,72%	4,00%	4,19%	5,43%	5,85%	5,15%	6,34%	3,72%	3,63%	4,39%	4,48%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANCE DE ENERGIA NOMINAL 2014
MWH

UNIDAD DE GESTION: CHIMBOTE

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	I Trim.	Abril	Mayo	Junio	II Trim.	Julio	Agosto	Septiembre	III Trim.	Octubre	Noviembre	Diciembre	IV Trim.	2014
1. Energía comprada y/o producida	39 268,77	34 407,66	35 555,86	109 232,29	33 998,61	33 753,81	35 838,19	103 590,62	32 526,94	30 806,25	30 709,54	94 042,73	32 715,51	31 894,57	34 675,78	99 285,85	406 151,49
1.1. De Empresas Generadoras	39 268,771	34 407,659	35 555,858	109 232,29	33 998,613	33 753,810	35 838,195	103 590,62	32 526,940	30 806,248	30 709,544	94 042,73	32 715,506	31 894,571	34 675,776	99 285,85	406 151,49
- COES - SICN - ELPESA2	37 418,09	32 875,86	33 845,88	104 139,83	32 382,76	32 205,34	34 283,38	98 871,47	30 939,00	29 159,82	29 034,28	89 133,10	31 042,00	30 077,97	32 682,79	93 802,76	385 947,16
- COES - SICN - ELPESA	1 850,68	1 531,80	1 709,98	5 092,46	1 615,86	1 548,47	1 554,81	4 719,14	1 587,94	1 646,43	1 675,26	4 909,63	1 673,50	1 816,60	1 992,99	5 483,09	20 204,33
- CHAVIMOCHIC y ADINELSA																	
- DU EX LIBRE + COES																	
1.2. Producida Sistema Aislado y/o Propio																	
- Hidroeléctrica																	
- Termoeléctrica																	
2. Pérdidas en Transmisión	1 659,385	1 480,438	1 668,864	4 808,69	1 734,753	1 800,494	1 748,863	5 284,11	2 059,152	2 077,576	2 006,470	6 143,20	2 287,678	2 010,141	2 185,899	6 483,72	22 719,71
2.1. En Muy Alta Tensión	1 603,58	1 440,06	1 615,07	4 658,71	1 688,54	1 745,33	1 705,43	5 139,31	1 993,42	2 016,89	1 948,31	5 958,62	2 209,32	1 947,94	2 113,81	6 271,07	22 027,71
2.2. En Alta Tensión	55,81	40,38	53,79	149,97	46,21	55,16	43,43	144,80	65,73	60,69	58,16	184,58	78,36	62,20	72,09	212,65	692,00
	4,23%	4,30%	4,69%		5,10%	5,33%	4,88%		6,33%	6,74%	6,53%		6,99%	6,30%	6,30%	6,53%	5,59%
3. Consumo Propio de Centrales y SET's	43,20	38,63	46,29	128,12	39,92	44,95	46,62	131,49	50,25	50,53	41,21	141,99	39,45	41,31	44,57	125,33	526,93
4. Energía Total Disponible: (1-2-3)	37 566,18	32 888,59	33 840,71	104 295,48	32 223,94	31 908,36	34 042,71	98 175,01	30 417,54	28 678,14	28 661,87	87 757,55	30 388,38	29 843,12	32 445,30	92 676,81	382 904,85
5. Venta de Energía a Clientes en MAT y AT																	
5.1. Ventas en AT																	
5.1.1. AT Libre																	
5.1.2. AT Regulado																	
6. Energía Entregada al Sistema de Distribución MT y BT (4-5)	37 566,18	32 888,59	33 840,71	104 295,48	32 223,94	31 908,36	34 042,71	98 175,01	30 417,54	28 678,14	28 661,87	87 757,55	30 388,38	29 843,12	32 445,30	92 676,81	382 904,85
7. Venta de Energía a Clientes Finales en MT y BT	33 822,58	29 606,79	30 256,53	93 685,90	28 738,13	28 308,62	30 471,78	87 518,53	27 165,31	25 578,00	25 611,31	78 354,62	27 058,92	26 513,67	28 803,42	82 376,01	341 935,06
7.1. Mercado Libre					88,80	83,19	112,33	284,31	158,61	104,03	149,25	411,88	120,40	158,38	159,60	438,38	1 134,58
7.1.1. MT					88,80	83,19	112,33	284,31	158,61	104,03	149,25	411,88	120,40	158,38	159,60	438,38	1 134,58
7.1.2. BT																	
7.2. Mercado Regulado	33 822,58	29 606,79	30 256,53	93 685,90	28 649,34	28 225,43	30 359,45	87 234,22	27 006,71	25 473,97	25 462,07	77 942,74	26 938,51	26 355,29	28 643,81	81 937,62	340 800,48
7.2.1. MT	17 195,45	14 498,89	13 528,74	45 223,08	12 942,38	11 886,60	14 525,55	39 354,54	11 145,62	9 895,16	10 213,53	31 254,31	11 191,89	10 736,32	12 337,69	34 265,90	150 097,83
7.2.2. BT	16 627,14	15 107,89	16 727,79	48 462,82	15 706,95	16 338,83	15 833,90	47 879,68	15 861,09	15 578,80	15 248,54	46 688,43	15 746,62	15 618,98	16 306,12	47 671,72	190 702,65
7.3. Prog. Reducción de Pérdidas																	
8. Pérdidas de Distribución en MT y BT (6-7)	3 743,60	3 281,81	3 584,18	10 609,58	3 485,80	3 599,74	3 570,93	10 656,48	3 252,22	3 100,15	3 050,55	9 402,92	3 329,46	3 329,45	3 641,88	10 300,80	40 969,79
	9,97%	9,98%	10,59%	10,17%	10,82%	11,28%	10,49%	10,85%	10,69%	10,81%	10,64%	10,71%	10,96%	11,16%	11,22%	11,11%	10,70%
9. Total Ventas (5+7)	33 822,58	29 606,79	30 256,53	93 685,90	28 738,13	28 308,62	30 471,78	87 518,53	27 165,31	25 578,00	25 611,31	78 354,62	27 058,92	26 513,67	28 803,42	82 376,01	341 935,06

PERDIDAS ENERGIA % U.N. CHIMBOTE 2014



Pérdidas por Transmisión	4,23%	4,30%	4,69%	4,40%	5,10%	5,33%	4,88%	5,10%	6,33%	6,74%	6,53%	6,53%	6,99%	6,30%	6,30%	6,53%	5,59%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

BALANCE DE ENERGIA NOMINAL 2015

MWH

UNIDAD DE GESTION: CHIMBOTE

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	I Trím.	Abril	Mayo	Junio	II Trím.	Julio	Agosto	Septiembre	III Trím.	Octubre	Noviembre	Diciembre	IV Trím.	2015
1. Energía comprada y/o producida	34 498,09	32 929,64	36 707,88	104 135,61	45 232,65	37 583,44	32 476,64	115 292,73	32 696,26	33 187,90	33 166,48	99 050,64	34 012,22	35 686,07	38 567,62	108 265,90	426 744,88
1.1. De Empresas Generadoras	34 442,713	32 866,136	36 640,368	103 949,22	45 207,92	37 583,44	32 476,642	115 268,00	32 696,257	33 187,898	33 166,481	99 050,64	34 012,223	35 686,066	38 567,616	108 265,90	426 533,76
- COES - SICN - ELPESA2	32 522,80	31 104,15	34 836,13	98 463,08	43 325,89	35 778,19	30 927,46	110 031,54	30 980,27	31 397,61	31 132,55	93 510,43	31 861,25	33 627,17	36 247,37	101 735,79	403 740,85
- COES - SICN - ELPESA	1 919,91	1 761,99	1 804,23	5 486,13	1 882,03	1 805,25	1 549,18	5 236,46	1 715,99	1 790,29	2 033,93	5 540,21	2 150,97	2 058,90	2 320,24	6 530,11	22 792,91
- CHAVIMOCHIC y ADINELSA																	
- DU EX LIBRE + COES																	
1.2. Producida Sistema Aislado y/o Propio	55,38	63,50	67,51	186,39	24,73			24,73									211,12
- Hidroeléctrica																	
- Termoeléctrica	55,38	63,50	67,51	186,39	24,73			24,73									211,12
2. Pérdidas en Transmisión	1 941,378	1 499,179	1 874,563	5 315,12	1 753,216	1 756,484	1 554,808	5 064,51	1 693,775	1 808,950	1 679,282	5 182,01	1 801,333	1 764,207	1 941,319	5 506,86	21 068,49
2.1. En Muy Alta Tensión	1 864,11	1 397,38	1 758,70	5 020,19	1 618,49	1 612,58	1 427,82	4 658,89	1 506,35	1 635,75	1 500,18	4 642,27	1 666,24	1 641,37	1 797,10	5 104,71	19 426,06
2.2. En Alta Tensión	77,27	101,80	115,86	294,93	134,73	143,90	126,99	405,62	187,43	173,20	179,10	539,73	122,84	144,22	402,15	1 642,43	
	5,64%	4,56%	5,12%	3,88%	4,67%	4,79%	4,79%	5,18%	5,45%	5,06%		5,30%	4,94%	5,03%		4,94%	
3. Consumo Propio de Centrales y SET's	42,01	36,75	47,10	125,86	38,24	45,14	43,77	127,16	45,53	44,75	40,28	130,56	44,59	44,74	45,62	134,95	518,52
4. Energía Total Disponible: (1-2-3)	32 514,71	31 393,71	34 786,21	98 694,63	43 441,19	35 781,82	30 878,06	110 101,07	30 956,95	31 334,20	31 446,92	93 738,07	32 166,30	33 877,12	36 580,68	102 624,09	405 157,86
5. Venta de Energía a Clientes en MAT y AT																	
5.1. Ventas en AT																	
5.1.1. AT Libre																	
5.1.2. AT Regularado																	
6. Energía Entregada al Sistema de Distribución MT y BT (4-5)	32 514,71	31 393,71	34 786,21	98 694,63	43 441,19	35 781,82	30 878,06	110 101,07	30 956,95	31 334,20	31 446,92	93 738,07	32 166,30	33 877,12	36 580,68	102 624,09	405 157,86
7. Venta de Energía a Clientes Finales en MT y B	28 794,72	28 123,91	30 575,81	87 494,44	39 543,19	31 819,42	27 360,47	98 723,07	27 274,69	27 491,17	27 773,26	82 539,13	28 203,67	30 285,16	32 572,36	91 061,19	359 817,83
7.1. Mercado Libre	161,66	190,34	264,65	616,65	304,15	270,92	191,24	766,31	243,83	229,35	125,85	599,02	137,44	132,06	142,10	411,60	2 393,59
7.1.1. MT	161,66	190,34	264,65	616,65	304,15	270,92	191,24	766,31	243,83	229,35	125,85	599,02	137,44	132,06	142,10	411,60	2 393,59
7.1.2. BT																	
7.2. Mercado Regularado	28 633,06	27 933,57	30 311,16	86 877,78	39 239,04	31 548,50	27 169,23	97 956,77	27 030,86	27 261,83	27 647,42	81 940,11	28 066,23	30 153,10	32 430,25	90 649,59	357 424,24
7.2.1. MT	12 182,43	11 806,68	13 194,94	37 184,04	22 705,64	14 674,58	10 781,06	48 161,28	10 686,61	11 312,39	11 831,97	33 830,96	11 708,30	14 016,22	15 627,01	41 351,53	160 527,81
7.2.2. BT	16 450,63	16 126,89	17 116,22	49 693,74	16 533,40	16 873,92	16 388,17	49 795,49	16 344,26	15 949,44	15 815,45	48 109,14	16 357,94	16 136,88	16 803,24	49 298,06	196 896,43
7.3. Prog. Reducción de Pérdidas																	
8. Pérdidas de Distribución en MT y BT (6-7)	3 719,99	3 269,80	4 210,40	11 200,19	3 898,01	3 962,40	3 517,59	11 378,00	3 682,26	3 843,03	3 673,66	11 198,94	3 962,62	3 591,96	4 008,32	11 562,90	45 340,03
	11,44%	10,42%	12,10%	11,35%	8,97%	11,07%	11,39%	10,33%	11,89%	12,26%	11,68%	11,95%	12,32%	10,60%	10,96%	11,27%	11,19%
9. Total Ventas (5+7)	28 794,72	28 123,91	30 575,81	87 494,44	39 543,19	31 819,42	27 360,47	98 723,07	27 274,69	27 491,17	27 773,26	82 539,13	28 203,67	30 285,16	32 572,36	91 061,19	359 817,83

28 803,42

Pérdidas por Transmisión	5,63%	4,55%	5,11%	5,10%	3,88%	4,67%	4,79%	4,39%	5,18%	5,45%	5,06%	5,23%	5,30%	4,94%	5,03%	5,09%	4,94%
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

ANEXO N° 03
PÉRDIDAS EN ENERGÍA (MWh) y PORCENTAJE (%) POR
ALIMENTADORES UU.NN. CHIMBOTE 2014 – 2015

Pérdidas en MWh y % por Alimentadores UU.NN. Chimbote - 2014

Alimentador MT	Nombre del AMT	Medidor	dic-14		nov-14		oct-14		sep-14		ago-14		jul-14		jun-14		may-14		abr-14		mar-14		feb-14		ene-14	
			Pérdidas (MWh)	% Pérdidas																						
CHU071	Cambio Puente	03473860	18	7,12%	18	7,27%	19	6,81%	19	7,88%	14	5,19%	16	6,07%	18	6,35%	18	5,56%	29	8,77%	21	6,61%	22	9,46%	19	7,19%
CHN021	Industrial	PI-0712A093-01	212	11,81%	186	10,98%	178	10,37%	183	11,02%	195	11,48%	194	11,50%	178	10,84%	195	11,48%	208	12,13%	216	11,98%	191	11,67%	262	14,26%
CHN022	Florida	PI-0711A091-01	104	10,26%	114	11,97%	108	11,07%	131	14,32%	111	12,11%	111	11,87%	104	11,23%	94	8,90%	93	8,53%	92	8,20%	49	4,29%	156	11,14%
CHN024	8va Norte	PI-0711A944-01	262	24,24%	247	24,83%	227	23,17%	220	23,15%	189	20,16%	200	20,66%	200	20,56%	225	21,12%	225	21,57%	209	19,42%	196	17,50%	221	17,47%
CHN025	9na Norte	PI-0711A943-01	289	29,08%	267	26,56%	265	25,57%	253	25,27%	234	24,26%	236	25,77%	241	26,53%	242	26,46%	257	28,12%	211	23,38%	202	24,10%	141	16,78%
CHN011	Pardo	PI-0712A095-01	111	7,40%	80	5,64%	77	5,43%	57	4,18%	6	0,44%	105	7,20%	102	6,73%	63	4,11%	112	7,67%	44	2,86%	87	6,10%	259	15,01%
CHN012	Olaya	PI-0711A946-01	153	10,57%	129	9,43%	137	9,70%	129	9,33%	128	9,28%	162	11,32%	151	10,61%	165	11,05%	170	11,94%	200	12,29%	132	9,46%	128	8,30%
CHN013	Humbolt	PI-0711A860-01	105	9,19%	94	8,75%	83	7,56%	103	9,97%	134	12,38%	142	12,85%	146	13,09%	187	16,08%	144	13,49%	80	7,37%	54	5,51%	69	6,29%
STA121	Coishco	3573276	101	15,97%	103	17,21%	107	16,64%	97	15,07%	98	14,41%	114	10,88%	114	8,58%	113	9,73%	125	8,35%	126	9,06%	85	6,34%	133	10,30%
STA122	Santa	3573314	251	15,93%	263	17,51%	247	17,03%	245	16,90%	263	17,83%	252	16,98%	259	17,43%	266	15,83%	253	15,43%	269	15,86%	229	14,79%	248	15,50%
STA123	Coishco 2 Industrial	3573296	12	1,92%	10	2,62%	9	1,73%	9,37	1,81%	9,01	1,70%	11	1,50%	28	1,89%	9	1,20%	24	1,74%	13	1,42%	39	3,01%	39	4,10%
CHS031	8va SUR	PI-0802A186-01	319	14,39%	322	15,00%	311	14,44%	300,62	14,57%	387,12	17,50%	328	15,17%	334	15,52%	371	16,61%	307	14,86%	329	14,91%	313	15,80%	397	17,90%
CHS032	7ma SUR	PI-0711A866-01	327	16,14%	344	17,54%	337	16,97%	313	16,51%	352	17,98%	297	15,14%	333	16,75%	330	16,15%	314	16,07%	356	17,08%	248	13,68%	165	8,05%
CHS033	9na SUR	PI-0802A188-01	25	11,71%	23	11,17%	21	10,16%	19	10,20%	25	12,51%	22	10,55%	25	11,44%	22	9,86%	24	11,02%	25	10,31%	22	10,33%	19	7,87%
NEP041	Samanco	03573245	28	5,03%	22	4,59%	21	4,45%	23	5,49%	18	3,83%	35	5,74%	32	3,94%	31	5,64%	29	4,88%	26	4,19%	15	2,42%	41	4,00%
NEP042	Neperia	03573312	62	7,78%	37	5,42%	36	6,35%	26	4,59%	33	6,05%	36	6,08%	30	5,03%	48	6,55%	39	6,38%	47	5,43%	59	6,97%	63	6,39%
CAS061	Casma	03573304	199	15,66%	105	8,92%	139	12,38%	118	10,46%	154	13,31%	148	12,13%	122	10,34%	179	13,62%	135	10,71%	8	0,68%	165	13,72%	162	11,96%
CAS062	Puerto Casma	15008932	37	5,12%	36	4,73%	39	5,05%	32	4,81%	31	4,68%	28	4,41%	23	4,33%	19	3,80%	22	3,75%	52	9,88%	26	4,93%	31	4,47%
CAS063	Quillo	03573305	152	11,61%	144	11,63%	155	11,88%	136	13,89%	133	13,85%	137	13,69%	120	10,83%	115	10,64%	136	12,79%	241	17,63%	113	8,25%	149	10,51%
SJC051	San Jacinto	03473863	39	3,91%	30	3,57%	30	3,37%	23	2,98%	41	7,03%	33	5,26%	27	4,23%	44	8,00%	10	2,02%	39	6,11%	46	5,11%	35	3,57%
SJC052	Moro-Jimbe	05035916	97	22,42%	90	21,20%	102	24,54%	73	19,16%	48	14,71%	67	19,76%	57	16,67%	73	19,80%	83	22,80%	85	21,66%	89	22,30%	105	24,84%
SJC053	Agroindustrias San Jacinto	03573246	13	1,62%	10	1,39%	17	2,13%	8	1,33%	2	0,58%	1	0,49%	2	0,51%	2	0,54%	5	0,64%	4	0,35%	0	-0,01%	0	0,00%
TRA001	Pescadores	5035910	8	3,52%	7	5,00%	8	3,99%	7	4,14%	3	1,47%	2	0,46%	10	1,37%	8	2,89%	8	3,10%	6	3,15%	6	3,11%	7	0,98%
TRA002	Lacramarca	PT-0801A081-01	119	5,81%	101	5,39%	120	5,98%	98,1	4,96%	96,5	4,95%	117	6,11%	204	9,98%	170	7,99%	178	8,91%	216	9,35%	127	5,81%	110	5,94%
TRA003	Libertad	5035907	107	8,07%	136	11,34%	104	8,49%	72	6,28%	89	7,55%	98	7,73%	140	10,63%	174	12,39%	149	11,01%	177	11,87%	172	11,57%	31	1,56%
TRA004	Huascarán	5035915	0	-0,39%	0	-0,39%	0	-0,43%	0	-0,35%	-1	-0,65%	0	-0,12%	0	-0,02%	0	-0,13%	-1	-0,36%	-1	-0,44%	0	-0,36%	-1	-0,17%
TRA005	San Juan	5035905	234	10,66%	252	12,42%	254	12,31%	172	9,23%	134	7,04%	161	8,22%	259	12,26%	176	8,20%	213	9,88%	293	12,04%	286	12,42%	470	15,57%
TRA006	Meiggs	5035911	19	3,76%	14	4,09%	18	3,99%	19	5,54%	12	3,24%	11	1,69%	55	4,48%	55	13,38%	15	4,42%	25	7,76%	80	20,14%	18	2,73%
TRA007	Banquero	5035906	1	-0,16%	2	-0,99%	3	1,21%	0	0,25%	-1	-0,56%	0	0,02%	0	-0,01%	0	-0,06%	-3	-0,55%	-1	-0,18%	-1	-0,19%	21	3,71%
PAL091	Pallasca	S/M	1	7,14%	0	1,87%	2	8,41%	0	1,45%	-1	-3,59%	1	3,81%	3	11,89%	2	9,86%	0	2,07%	0	0,86%	-3	-22,73%	1	4,60%
PAL092	Conchucos - Pampas	3573287	74	22,66%	27	9,54%	51	19,38%	17,26	6,24%	14,44	6,87%	18	6,37%	17	7,80%	33	15,62%	9	4,56%	1	1,31%	-15	-25,63%	17	15,62%
PAL094	Llupo	3573257	29	14,83%	31	-23,69%	34	-25,54%	8	4,70%	4	2,34%	6	3,64%	6	3,77%	8	4,44%	7	4,49%	1	0,60%	-32	-31,98%	8	5,13%
HUA081	Huamey	3573153	73	9,06%	74	9,65%	77	10,73%	82	11,25%	99	13,51%	105	13,61%	120	15,58%	74	10,00%	85	11,52%	95	12,09%	99	13,87%	113	14,22%
HUA083	Puerto Huamey	3573253	36	7,94%	27	6,92%	40	10,98%	31	8,33%	32	9,83%	30	9,16%	28	9,18%	27	9,51%	32	8,71%	35	7,76%	35	8,82%	41	8,59%
HUA084	Puerto Culebras	3573238	13	3,02%	34	8,28%	8	2,13%	4,7	1,20%	11,0	2,70%	16	4,53%	52	14,10%	50	13,04%	43	11,17%	38	11,40%	138	35,15%	72	17,33%
HUA082	PSE Huamey	5035881	12	9,40%	16	12,86%	14	12,28%	18,61	16,71%	3,29	3,58%	14,66	15,15%	31,66	27,39%	13	12,43%	6	6,32%	7	7,03%	9	8,90%	-1	-0,71%
TOTAL UU.NN. Chimbote			3 641,62	11,22%	3 329,21	11,16%	3 329,46	10,96%	3 050,55	10,64%	3 100,64	10,81%	3 252,34	10,69%	3 572,41	10,49%	3 600,05	11,28%	3 485,80	10,82%	3 585,12	10,59%	3 281,80	9,98%	3 747,39	9,97%

Pérdidas en MWh y % por Alimentadores UU.NN. Chimbote - 2015

Alimentador MT	Nombre del AMT	Medidor	dic-15		nov-15		oct-15		sep-15		ago-15		jul-15		jun-15		may-15		abr-15		mar-15		feb-15		ene-15	
			Pérdidas (MWh)	% Pérdidas	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas	Pérdidas (MWh)	% Pérdidas														
CHU071	Cambio Puente	03473860	17,47	7,61%	12,62	5,85%	17,29	7,73%	20	9,19%	19	8,48%	14	6,51%	13	5,71%	19	7,89%	23	9,44%	17	6,45%	12	5,89%	21	8,20%
CHN021	Industrial	PI-0712A093-01	242,35	12,87%	215,49	12,18%	274,17	14,62%	229	12,90%	257	14,21%	219	12,19%	233	12,91%	234	12,45%	248	13,16%	250	12,71%	224	12,59%	244	12,92%
CHN022	Florida	PI-0711A091-01	25,45	5,56%	57,29	13,24%	99,96	21,13%	65	15,13%	105	22,03%	71	15,80%	83	8,93%	67	6,92%	58	5,77%	60	5,69%	109	10,16%	135	12,61%
CHN024	8va Norte	PI-0711A944-01	152,75	16,74%	43,50	5,01%	46,86	5,22%	138	12,93%	135	14,53%	101	11,26%	125	13,60%	158	15,90%	150	14,77%	182	16,09%	190	17,69%	280	24,85%
CHN025	9na Norte	PI-0711A943-01	261,41	24,78%	261,48	24,66%	282,86	25,05%	260	24,26%	273	25,46%	275	25,82%	269	26,61%	327	31,27%	278	28,16%	291	26,75%	234	24,22%	288	28,02%
CHN011	Pardo	PI-0712A095-01	240,21	14,80%	172,50	11,58%	142,68	9,35%	154	10,36%	152	10,23%	119	7,86%	164	10,24%	143	8,76%	155	9,82%	175	10,20%	109	7,24%	123	7,84%
CHN012	Olaya	PI-0711A946-01	184,62	11,61%	183,75	12,39%	227,63	14,75%	183	12,33%	218	14,08%	207	13,56%	199	13,16%	208	16,19%	222	14,75%	256	15,83%	193	13,43%	146	10,19%
CHN013	Humbolt	PI-0711A860-01	237,48	19,25%	181,57	15,73%	166,02	14,15%	145	12,85%	172	14,73%	159	13,42%	150	12,59%	202	13,22%	156	12,86%	187	14,28%	139	11,64%	148	12,05%
STA121	Coishco	3573276	97,03	9,69%	82,57	8,99%	102,80	13,53%	75	10,19%	111	15,84%	105	15,31%	95	13,19%	143	14,11%	196	12,60%	119	16,57%	98	14,86%	110	14,74%
STA122	Santa	3573314	270,85	16,19%	248,80	16,19%	258,53	16,45%	248	16,11%	276	17,48%	250	15,99%	264	16,09%	276	15,29%	274	15,69%	297	16,91%	251	16,09%	271	16,94%
STA123	Coishco 2 Industrial	3573296	38,82	2,93%	27,41	2,95%	14,16	5,45%	11,33	3,18%	5,95	3,69%	5	3,92%	6	3,54%	13	2,09%	25	1,55%	6	4,03%	9	2,01%	10	2,29%
STA124	Coishco Puerto	15008929	1,27	0,57%	3,49	1,26%	5,58	-2,26%	-0,92	-0,94%	-0,94	-2,36%	-4	-1,30%	-4	-0,87%	4	0,58%	7	0,69%	23	5,37%				
CHS031	8va SUR	PI-0802A186-01	293,51	13,15%	259,90	12,13%	331,29	14,54%	308,63	14,22%	344,28	15,47%	323	14,49%	299	13,53%	354	15,37%	274	12,48%	259	11,69%	306	14,24%	371	16,81%
CHS032	7ma SUR	PI-0711A866-01	330,66	15,66%	320,91	15,85%	327,00	15,52%	325	16,18%	316	15,88%	308	14,72%	292	14,12%	292	13,50%	263	12,70%	309	14,81%	295	15,34%	325	16,50%
CHS033	9na SUR	PI-0802A188-01	22,99	9,32%	27,80	12,08%	30,63	13,08%	37	16,00%	30	13,26%	40	17,31%	30	12,61%	36	14,38%	34	14,06%	20	8,22%	29	9,67%	29	13,19%
NEP041	Samanco	03573245	34,62	4,70%	35,37	4,88%	33,58	7,16%	17	4,13%	24	5,37%	22	5,08%	19	4,01%	44	5,95%	70	4,93%	8	1,46%	17	3,16%	27	4,86%
NEP042	Nepería	03573312	61,58	7,13%	51,48	5,79%	52,99	6,67%	45	6,19%	33	5,53%	44	6,28%	34	5,89%	54	7,17%	33	4,60%	65	8,02%	51	6,29%	48	6,36%
CAS061	Casma	3474049	79,16	6,38%	87,57	7,49%	115,51	9,38%	99	8,15%	155	12,62%	152	12,26%	167	13,61%	188	14,10%	164	11,93%	310	21,33%	166	13,11%	185	13,91%
CAS062	Puerto Casma	15008932	18,35	3,83%	20,30	3,59%	28,34	4,29%	28	4,19%	25	4,54%	24	4,75%	24	4,93%	24	4,72%	32	5,00%	41	5,82%	36	5,06%	43	5,33%
CAS063	Quillo	MJ-1409A660-04	140,10	10,68%	142,46	12,87%	156,39	11,93%	138	14,20%	118	13,61%	124	12,78%	103	10,00%	138	12,48%	107	8,36%	148	10,47%	76	5,86%	82	5,95%
CAS064	Tortugas	MJ-1409A661-04	6,15	5,84%	1,15	1,39%	7,71	8,10%	4	4,85%	4	5,38%	9	9,02%	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!	0	#DIV/0!
SJC051	San Jacinto	03473863	29,06	3,20%	29,74	3,07%	34,86	3,48%	27	3,41%	28	4,60%	19	4,42%	15	3,25%	30	6,72%	11	2,17%	24	3,44%	25	3,42%	39	4,34%
SJC052	Moro-Jímbe	05035916	90,31	23,24%	90,03	21,68%	120,34	25,66%	89	20,68%	87	21,38%	80	21,62%	63	17,72%	88	22,57%	67	16,40%	98	23,51%	80	20,45%	83	20,79%
SJC053	Agroindustrias San Jacinto	03573246	4,24	3,15%	9,07	2,12%	9,14	3,78%	9	4,80%	17	1,99%	18	1,78%	10	0,99%	19	1,54%	14	1,39%	12	1,24%	9	1,65%	16	2,30%
TRA001	Pescadores	5035910	55,95	7,87%	21,73	3,84%	5,92	2,51%	13	3,70%	6	2,39%	9	5,41%	11	5,95%	9	1,45%	17	0,92%	7	2,57%	6	2,35%	7	4,13%
TRA002	Lacramarca	PT-0801A081-01	161,13	7,34%	132,81	6,11%	220,20	10,55%	238,1	9,79%	188,0	8,27%	205	9,82%	168	8,38%	214	9,82%	240	10,12%	234	9,20%	138	6,47%	134	6,73%
TRA003	Libertad	5035907	176,50	12,34%	180,94	13,38%	195,04	14,58%	198	13,89%	193	14,12%	185	14,05%	167	12,87%	165	12,23%	201	14,18%	209	13,60%	64	4,91%	110	8,08%
TRA004	Huacarán	5035915	5,64	0,88%	3,29	0,84%	0,32	-0,31%	0	-0,47%	0	-0,48%	0	-0,52%	0	-0,34%	0	-0,09%	3	0,16%	0	-0,18%	0	0,07%	0	-0,26%
TRA005	San Juan	5035905	434,62	16,81%	450,04	18,90%	462,90	19,35%	346	15,28%	376	16,68%	387	16,75%	361	15,37%	360	14,62%	364	15,38%	313	12,56%	227	10,18%	211	9,47%
TRA006	Meiggs	5035911	80,66	4,55%	49,77	2,98%	40,31	3,86%	92	7,67%	39	3,69%	50	5,20%	59	13,54%	59	6,55%	66	3,01%	61	10,65%	17	3,48%	56	10,44%
TRA007	Banquero	5035906	6,55	0,68%	5,28	0,78%	0,16	-0,06%	0	-0,13%	-1	-0,24%	0	-0,15%	-1	-0,26%	-1	-0,12%	-1	-0,03%	-1	-0,22%	0	-0,14%	0	-0,04%
PAL091	Pallasca	S/M	7,15	28,58%	5,09	19,32%	3,51	-21,33%	-1	-6,48%	-5	-32,01%	1	6,08%	1	3,60%	1	2,83%	2	8,37%	4	19,78%	-2	-10,12%	1	4,11%
PAL092	Conchucos - Pampas	3573287	31,12	11,66%	36,27	14,24%	2,51	1,14%	3,33	1,52%	24,97	7,01%	9	2,72%	8	2,69%	36	9,05%	3	0,83%	3	0,78%	12	4,18%	34	12,08%
PAL094	Llupo	3573257	15,71	8,80%	18,26	10,06%	2,53	1,48%	4	2,20%	-30	-21,18%	4	2,27%	3	1,70%	-30	-22,01%	-12	-8,05%	3	2,08%	3	2,05%	5	3,23%
HUA081	Huarmey	3573153	88,54	10,18%	83,72	10,30%	110,00	12,86%	85	10,79%	69	9,13%	87	11,01%	51	6,73%	48	5,84%	42	5,14%	146	16,31%	77	9,88%	87	10,11%
HUA083	Puerto Huarmey	3573253	15,62	4,15%	23,45	7,13%	29,63	8,40%	29	8,30%	32	9,12%	34	10,65%	26	9,00%	32	8,69%	28	6,64%	36	7,78%	30	6,74%	40	8,49%
HUA084	Puerto Culebras	3573238	44,42	9,18%	11,93	2,95%	15,19	3,56%	8,8	1,92%	46,4	10,38%	32	7,87%	-1	-0,26%	0	0,11%	75	17,30%	24	8,20%	10	3,06%	6	1,60%
HUA082	PSE Huarmey	5035881	4,27	3,87%	10,10	9,72%	7,95	7,94%	4,51	4,22%	-2,52	-2,98%	-3,64	-4,21%	10,51	10,28%	9	8,92%	10	8,63%	16	13,69%	40	28,28%	4	3,38%
TOTAL UU.NN. Chimbote			4 008,32	10,96%	3 591,96	10,60%	3 963,34	12,32%	3 673,64	11,68%	3 842,89	12,26%	3 681,29	11,89%	3 514,22	11,39%	3 962,40	11,07%	3 898,43	8,97%	4 210,41	12,10%	3 272,24	10,42%	3 719,98	11,44%

ANEXO N° 04
CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR CONEXIONES
CLANDESTINAS MASIVAS (INVASIONES)

- Balances de energía a nivel de subestaciones de distribución, localizados en frontera con zonas de invasiones.

AH LAS DELICIAS

SED	Suma de Totalizador	Suma de Alumbrado	Suma de Energía Distribuida	Suma de Consumo Clientes	Suma de Num Clientes	Suma de Perdida Energía	Suma de Porc Perdida
CH1921							
NUEVO CHIMBOTE / AH LAS DELICIAS							
201401	9 876	710	9 166	3 313	118	5 853	64
201402	11 178	639	10 539	3 518	118	7 021	67
201403	10 062	671	9 391	3 083	118	6 308	67
201404	11 961	824	11 137	3 310	118	7 827	70
201405	11 079	782	10 297	3 427	119	6 870	67
201406	10 428	814	9 615	3 314	119	6 301	66
201407	12 774	730	12 044	3 420	119	8 624	72
201408	10 875	700	10 175	3 181	119	6 994	69
201409	11 750	752	10 998	3 204	119	7 794	71
201410	10 598	685	9 913	3 118	119	6 795	69
201411	12 303	663	11 640	3 344	119	8 296	71
201412	12 014	722	11 292	3 413	119	7 879	70
Promedio	11 242	724	10 517	3 304		7 213	

CH1923

NUEVO CHIMBOTE / AH LAS DELICIAS							
201401	11 107	982	10 125	5 267	166	4 858	48
201402	11 897	1 331	10 566	5 341	166	5 225	49
201403	10 512	1 252	9 260	5 356	166	3 904	42
201404	11 157	1 208	9 949	5 082	167	4 867	49
201405	11 634	1 228	10 406	5 042	167	5 364	52
201406	11 871	1 147	10 724	5 415	167	5 309	50
201407	13 627	1 148	12 479	5 501	167	6 978	56
201408	13 172	1 132	12 040	6 406	168	5 634	47
201409	12 000	1 103	10 897	4 754	169	6 143	56
201410	11 334	1 174	10 160	5 591	169	4 569	45
201411	8 964	1 196	7 768	5 110	169	2 659	34
201412	9 378	1 272	8 106	5 825	170	2 281	28
Promedio	11 388	1 181	10 207	5 391		4 816	

CH1925

NUEVO CHIMBOTE / AH LAS DELICIAS							
201401	7 272	1 021	6 252	4 511	141	1 741	28
201402	7 575	1 022	6 554	5 009	141	1 545	24
201403	8 871	1 019	7 852	4 593	141	3 259	42
201404	9 978	1 195	8 783	4 848	141	3 935	45
201405	7 911	1 009	6 902	4 870	141	2 032	29
201406	11 247	1 006	10 241	4 584	141	5 657	55
201407	9 204	1 008	8 196	4 860	141	3 336	41
201408	9 036	1 019	8 017	4 486	141	3 531	44
201409	10 248	1 065	9 183	4 723	141	4 460	49
201410	10 179	1 161	9 018	4 779	141	4 239	47
201411	9 939	1 134	8 805	5 262	141	3 543	40
201412	11 970	1 232	10 738	5 427	141	5 311	49
Promedio	9 453	1 074	8 378	4 829		3 549	

AH LOS LICENCIADOS

SED	Suma de Totalizador	Suma de Alumbrado	Suma de Energia Distribuida	Suma de ConsumoClientes	Suma de Num Clientes	Suma de Perdida Energia	Suma de Porc Perdida
CH1900							
NUEVO CHIMBOTE / AH LOS LICENCIADOS							
201401	6 952	656	6 296	3 562	115	2 734	43
201402	7 020	691	6 329	3 580	115	2 749	43
201403	6 920	680	6 241	3 643	115	2 598	42
201404	7 124	643	6 481	3 973	115	2 508	39
201405	7 760	662	7 099	4 222	115	2 877	41
201406	7 968	657	7 311	4 150	115	3 161	43
201407	8 068	655	7 413	4 622	115	2 790	38
201408	7 696	664	7 033	4 215	115	2 818	40
201409	9 046	771	8 276	4 386	115	3 890	47
201410	8 004	721	7 283	4 283	115	3 000	41
201411	8 498	776	7 722	4 553	115	3 169	41
201412	8 318	724	7 594	3 739	115	3 855	51
Promedio	7 781	691	7 090	4 077		3 012	

CH1901

NUEVO CHIMBOTE / AH LOS LICENCIADOS							
201401	3 345	690	2 655	1 996	83	659	25
201402	3 819	723	3 096	2 102	83	994	32
201403	4 023	712	3 311	2 211	83	1 100	33
201404	4 164	672	3 492	2 353	83	1 139	33
201405	4 157	698	3 459	2 383	83	1 076	31
201406	4 121	692	3 428	2 288	83	1 140	33
201407	4 034	687	3 347	2 266	84	1 081	32
201408	3 932	690	3 241	2 245	84	996	31
201409	4 364	792	3 572	2 233	84	1 339	37
201410	4 001	751	3 250	2 173	84	1 077	33
201411	4 098	529	3 569	2 188	84	1 381	39
201412	4 507	529	3 978	2 011	84	1 967	49
Promedio	4 047	680	3 366	2 204		1 162	

AH LADERAS DEL SUR

SED	Suma de Totalizador	Suma de Alumbrado	Suma de Energia Distribuida	Suma de ConsumoClientes	Suma de Num Clientes	Suma de Perdida Energia	Suma de Porc Perdida
-----	---------------------	-------------------	-----------------------------	-------------------------	----------------------	-------------------------	----------------------

CH1902**NUEVO CHIMBOTE / AH LADERAS DEL SUR**

201401	7 150	1 027	6 123	4 307	164	1 816	30
201402	7 006	1 084	5 922	4 257	164	1 665	28
201403	7 184	1 066	6 118	4 314	164	1 804	29
201404	7 448	1 007	6 441	4 630	164	1 811	28
201405	7 893	1 042	6 851	4 745	164	2 106	31
201406	8 154	1 037	7 118	4 833	164	2 285	32
201407	8 697	1 040	7 657	5 239	164	2 418	32
201408	8 538	1 047	7 491	5 063	164	2 428	32
201409	9 462	1 213	8 249	5 110	164	3 139	38
201410	8 880	1 132	7 748	5 095	164	2 653	34
201411	8 985	1 170	7 815	4 842	164	2 973	38
201412	8 571	1 133	7 438	4 549	164	2 889	39
Promedio	8 164	1 083	7 081	4 749		2 332	

CH1903**NUEVO CHIMBOTE / AH LADERAS DEL SUR**

201401	9 726	1 306	8 420	3 403	148	5 017	60
201402	10 548	1 375	9 173	3 565	148	5 608	61
201403	10 770	1 354	9 416	3 634	148	5 782	61
201404	10 827	1 281	9 547	3 677	148	5 870	61
201405	10 554	1 322	9 232	3 730	148	5 502	60
201406	10 854	1 307	9 547	3 830	148	5 717	60
201407	10 686	1 311	9 375	3 924	148	5 451	58
201408	10 710	1 306	9 404	4 010	148	5 394	57
201409	12 081	1 519	10 562	4 124	148	6 438	61
201410	11 520	1 436	10 084	3 904	148	6 180	61
201411	12 696	1 530	11 166	3 929	148	7 237	65
201412	12 471	1 406	11 065	3 895	148	7 170	65
Promedio	11 120	1 371	9 749	3 802		5 947	

AH LOS CONSTRUCTORES

SED	Suma de Totalizador	Suma de Alumbrado	Suma de Energía Distribuida	Suma de ConsumoClientes	Suma de Num Clientes	Suma de Perdida Energía	Suma de Porc Perdida
-----	---------------------	-------------------	-----------------------------	-------------------------	----------------------	-------------------------	----------------------

CH2104

NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONSTRUCTORES L 01							
201401	3 454	771	2 684	1 869	82	815	30
201402	3 389	712	2 677	1 723	82	954	36
201403	3 402	738	2 664	1 696	82	968	36
201404	3 861	893	2 968	1 696	82	1 272	43
201405	3 621	826	2 795	1 644	82	1 151	41
201406	3 926	863	3 063	1 771	83	1 292	42
201407	3 747	879	2 868	1 714	83	1 154	40
201408	3 649	799	2 849	1 628	84	1 221	43
201409	4 142	855	3 287	1 808	84	1 479	45
201410	3 631	708	2 923	1 729	84	1 194	41
201411	4 109	701	3 409	1 855	84	1 554	46
201412	4 467	740	3 727	1 835	84	1 892	51
Promedio	3 783	790	2 993	1 747		1 246	

CH2105

NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONSTRUCTORES O 01							
201401	4 248	618	3 631	2 608	92	1 023	28
201402	4 115	563	3 552	2 536	92	1 016	29
201403	4 028	586	3 442	2 459	92	983	29
201404	4 087	717	3 370	2 509	92	861	26
201405	3 801	676	3 126	2 313	92	813	26
201406	3 752	730	3 022	2 281	92	741	25
201407	3 604	682	2 922	2 147	92	775	27
201408	3 711	620	3 091	2 230	92	861	28
201409	4 108	667	3 441	2 358	92	1 083	31
201410	4 179	620	3 559	2 408	92	1 151	32
201411	4 204	640	3 565	2 324	92	1 241	35
201412	4 918	689	4 229	2 496	92	1 733	41
Promedio	4 063	651	3 412	2 389		1 023	

CH2106

NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONSTRUCTORES R 27							
201401	9 948	708	9 240	2 498	105	6 742	73
201402	8 233	1 108	7 125	2 673	105	4 452	62
201403	7 918	1 560	6 357	2 639	105	3 718	58
201404	7 658	1 477	6 181	2 579	108	3 602	58
201405	7 638	1 140	6 498	2 704	108	3 794	58
201406	7 472	1 296	6 175	2 823	108	3 352	54
201407	7 191	1 319	5 872	2 487	108	3 385	58
201408	7 397	1 311	6 086	2 379	108	3 707	61
201409	7 104	1 278	5 826	2 411	108	3 415	59
201410	7 137	1 386	5 751	2 658	109	3 093	54
201411	8 570	1 460	7 110	2 893	109	4 217	59
201412	10 078	1 423	8 655	2 921	109	5 734	66
Promedio	8 029	1 289	6 740	2 639		4 101	

CH2107

NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONSTRUCTORES A2 13							
201401	10 997	856	10 141	4 414	123	5 727	56
201402	12 436	1 217	11 219	4 046	123	7 173	64
201403	8 987	1 112	7 876	3 293	124	4 583	58
201404	9 865	891	8 974	3 483	124	5 491	61
201405	10 328	1 034	9 294	3 573	124	5 721	62
201406	10 418	1 031	9 387	3 808	124	5 579	59
201407	10 589	1 023	9 566	3 742	124	5 824	61
201408	10 057	997	9 060	2 957	124	6 103	67
201409	9 178	1 042	8 136	3 384	124	4 752	58
201410	9 024	1 066	7 958	3 320	124	4 638	58
201411	10 201	1 156	9 045	3 628	125	5 417	60
201412	10 100	1 188	8 912	3 290	125	5 622	63
Promedio	10 182	1 051	9 130	3 578		5 552	

AH LOS CONQUISTADORES

Etiquetas de fila	Suma de Totalizador	Suma de Alumbrado	Suma de Energia Distribuida	Suma de ConsumoClientes	Suma de Num Clientes	Suma de Perdida Energia	Suma de Porc Perdida
CH2093							
NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONQUISTADORES H 18							
201401	5 225	1 330	3 895	2 855	151	1 040	27
201402	5 753	1 381	4 372	2 988	151	1 384	32
201403	5 826	1 356	4 470	3 091	151	1 379	31
201404	5 558	1 270	4 288	3 333	151	955	22
201405	5 726	1 297	4 429	3 353	151	1 076	24
201406	5 534	1 314	4 220	3 497	151	723	17
201407	5 839	1 232	4 608	3 396	151	1 212	26
201408	6 175	1 332	4 843	3 246	151	1 597	33
201409	7 373	1 550	5 824	3 470	151	2 354	40
201410	5 989	1 305	4 685	3 265	151	1 420	30
201411	6 509	1 143	5 366	3 312	151	2 054	38
201412	6 075	1 367	4 708	3 033	151	1 675	36
Promedio	5 965	1 323	4 642	3 237		1 406	

- Resumen de balances por SED's y cálculo de pérdidas mensuales, por hurto masivo.

Análisis de SED con Hurto Masivo de Energía en MWh

SED	Localidad	Energía de Totalizador	Alumbrado Público	Energía Distribuida	Consumo Clientes	Pérdidas Energía	% Pérdidas	Pérdidas por Hurto Masivo	Zonas de Hurto
CH1921	AH Las Delicias II Etapa	11,24	0,72	10,52	3,30	7,21	68,59%	6,68	AA.HH. Isla Blanca
CH1923	AH Las Delicias II Etapa	11,39	1,18	10,21	5,39	4,82	47,18%	4,46	AA.HH. Villa Atahualpa
CH1925	AH Las Delicias II Etapa	9,45	1,07	8,38	4,83	3,55	42,36%	3,29	AA.HH. Villa Atahualpa
CH1900	AH Los Licenciados	7,78	0,69	7,09	4,08	3,01	42,49%	2,79	AA.HH. Mirador de las lomas
CH1901	AH Los Licenciados	4,05	0,68	3,37	2,20	1,16	34,53%	1,08	AA.HH. Las lomas de San Luis
CH1902	AH Laderas del Sur	8,16	1,08	7,08	4,75	2,33	32,94%	2,16	AA.HH. Las lomas de San Luis
CH1903	AH Laderas del Sur	11,12	1,37	9,75	3,80	5,95	61,00%	5,51	AA.HH. Isla Blanca
CH2104	AH Los Constructores	3,78	0,79	2,99	1,75	1,25	41,62%	1,15	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2105	AH Los Constructores	4,06	0,65	3,41	2,39	1,02	29,99%	0,95	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2106	AH Los Constructores	8,03	1,29	6,74	2,64	4,10	60,85%	3,80	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2107	AH Los Constructores	10,18	1,05	9,13	3,58	5,55	60,81%	5,14	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2093	AH Los Conquistadores	5,97	1,32	4,64	3,24	1,41	30,28%	1,30	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
Total		95,22	11,91	83,31	41,95	41,36	49,65%	38,32	

Nota: Los consumos son considerados como promedio de 12 meses.

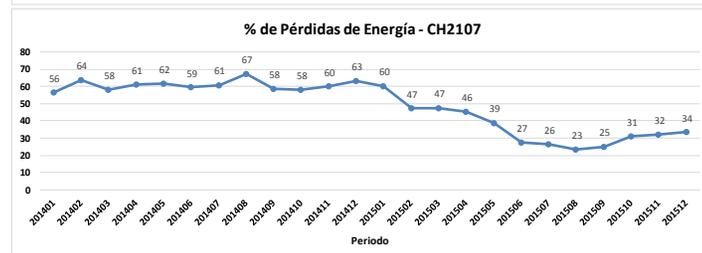
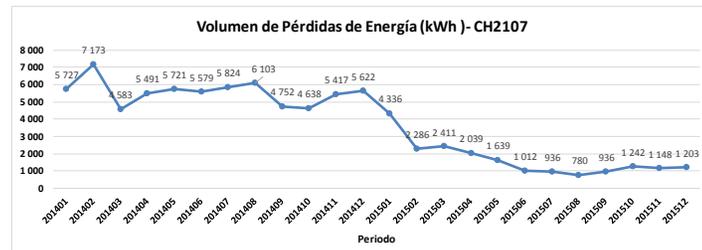
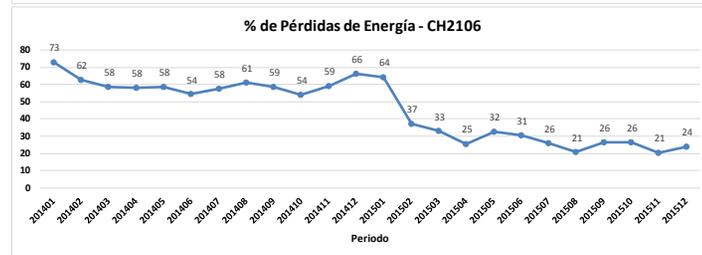
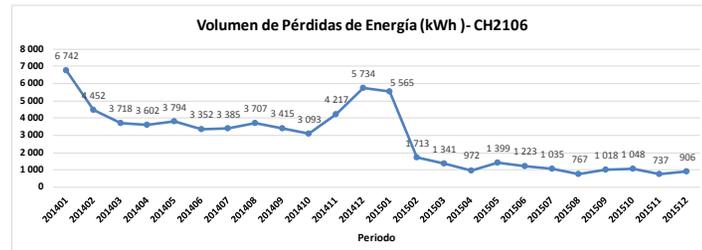
ANEXO N° 05

**EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR CONEXIONES
CLANDESTINAS MASIVAS (INVASIONES) POST INSTALACION DE
SUMINISTROS PROVISIONALES**

La Instalación de 2 Suministros provisionales, en el mes de febrero del 2015, para la venta en bloque en el AA.HH. Tierra Prometida, se vio reflejado con la reducción de pérdidas de las SED CH2106 –CH2107

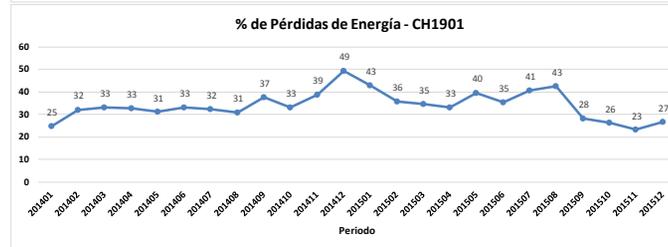
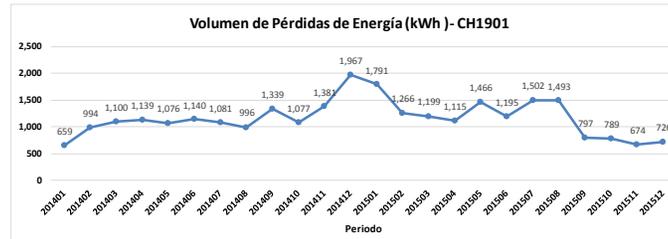
CH2106							
NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONSTRUCTORES R 27							
201401	9 948	708	9 240	2 498	105	6 742	73
201402	8 233	1 108	7 125	2 673	105	4 452	62
201403	7 918	1 560	6 357	2 639	105	3 718	58
201404	7 658	1 477	6 181	2 579	108	3 602	58
201405	7 638	1 140	6 498	2 704	108	3 794	58
201406	7 472	1 296	6 175	2 823	108	3 352	54
201407	7 191	1 319	5 872	2 487	108	3 385	58
201408	7 397	1 311	6 086	2 379	108	3 707	61
201409	7 104	1 278	5 826	2 411	108	3 415	59
201410	7 137	1 386	5 751	2 658	109	3 093	54
201411	8 570	1 460	7 110	2 893	109	4 217	59
201412	10 078	1 423	8 655	2 921	109	5 734	66
201501	9 977	1 325	8 652	3 087	110	5 565	64
201502	5 630	1 001	4 629	2 916	110	1 713	37
201503	5 293	1 212	4 081	2 740	110	1 341	33
201504	5 020	1 207	3 814	2 842	110	972	25
201505	5 422	1 108	4 314	2 916	110	1 399	32
201506	5 114	1 108	4 006	2 782	110	1 223	31
201507	5 495	1 471	4 024	2 989	111	1 035	26
201508	5 006	1 290	3 716	2 949	112	767	21
201509	5 178	1 294	3 884	2 866	112	1 018	26
201510	5 265	1 301	3 964	2 916	112	1 048	26
201511	4 701	1 108	3 593	2 856	112	737	21
201512	4 927	1 118	3 809	2 903	112	906	24
Promedio_14	8 029	1 289	6 740	2 639	4 101	61	
Promedio_15	5 586	1 212	4 374	2 897	1 477	34	

CH2107							
NUEVO CHIMBOTE / AH LOS CONSTRUCTORES A2 13							
201401	10 997	856	10 141	4 414	123	5 727	56
201402	12 436	1 217	11 219	4 046	123	7 173	64
201403	8 987	1 112	7 876	3 293	124	4 583	58
201404	9 865	891	8 974	3 483	124	5 491	61
201405	10 328	1 034	9 294	3 573	124	5 721	62
201406	10 418	1 031	9 387	3 808	124	5 579	59
201407	10 589	1 023	9 566	3 742	124	5 824	61
201408	10 057	997	9 060	2 957	124	6 103	67
201409	9 178	1 042	8 136	3 384	124	4 752	58
201410	9 024	1 066	7 958	3 320	124	4 638	58
201411	10 201	1 156	9 045	3 628	125	5 417	60
201412	10 100	1 188	8 912	3 290	125	5 622	63
201501	8 142	941	7 201	2 865	125	4 336	60
201502	5 813	965	4 849	2 563	125	2 286	47
201503	5 991	910	5 081	2 670	125	2 411	47
201504	5 332	852	4 480	2 441	126	2 039	46
201505	5 360	1 144	4 216	2 577	126	1 639	39
201506	4 653	961	3 692	2 680	126	1 012	27
201507	4 677	1 141	3 536	2 600	127	936	26
201508	4 445	1 091	3 354	2 574	127	780	23
201509	4 681	948	3 733	2 797	127	936	25
201510	4 826	824	4 002	2 760	127	1 242	31
201511	4 377	792	3 585	2 437	127	1 148	32
201512	4 502	915	3 587	2 384	127	1 203	34
Promedio_14	10 182	1 051	9 130	3 578	5 552	61	
Promedio_15	5 233	957	4 276	2 612	1 664	39	

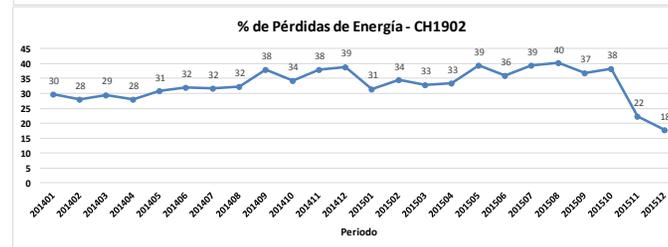
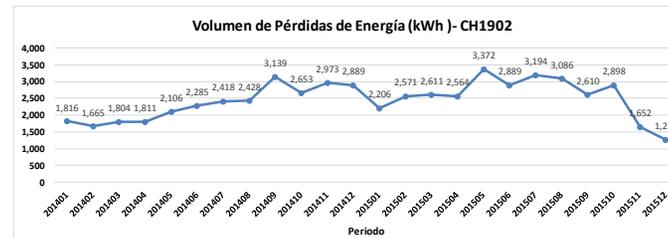


La Instalación de 2 Suministros provisionales, en el mes de agosto y noviembre del 2015, para la venta en bloque en el AA.HH. Lomas de San Luis, se vio reflejado con la reducción de pérdidas de las SED CH1901 –CH1902.

CH1901							
NUEVO CHIMBOTE / AH LOS LICENCIADOS							
201401	3,345	690	2,655	1,996	83	659	25
201402	3,819	723	3,096	2,102	83	994	32
201403	4,023	712	3,311	2,211	83	1,100	33
201404	4,164	672	3,492	2,353	83	1,139	33
201405	4,157	698	3,459	2,383	83	1,076	31
201406	4,121	692	3,428	2,288	83	1,140	33
201407	4,034	687	3,347	2,266	84	1,081	32
201408	3,932	690	3,241	2,245	84	996	31
201409	4,364	792	3,572	2,233	84	1,339	37
201410	4,001	751	3,250	2,173	84	1,077	33
201411	4,098	529	3,569	2,188	84	1,381	39
201412	4,507	529	3,978	2,011	84	1,967	49
201501	4,682	508	4,174	2,383	83	1,791	43
201502	4,245	690	3,554	2,288	83	1,266	36
201503	4,155	690	3,465	2,266	84	1,199	35
201504	4,050	690	3,360	2,245	84	1,115	33
201505	4,495	796	3,699	2,233	84	1,466	40
201506	4,121	753	3,368	2,173	84	1,195	35
201507	4,221	531	3,690	2,188	84	1,502	41
201508	4,043	539	3,504	2,011	84	1,493	43
201509	3,495	660	2,835	2,038	84	797	28
201510	3,791	786	3,005	2,216	84	789	26
201511	3,518	601	2,916	2,242	84	674	23
201512	3,344	605	2,738	2,012	84	726	27
Promedio_14	4,047	680	3,366	2,204		1,162	35
Promedio_15	4,013	654	3,359	2,191		1,168	35



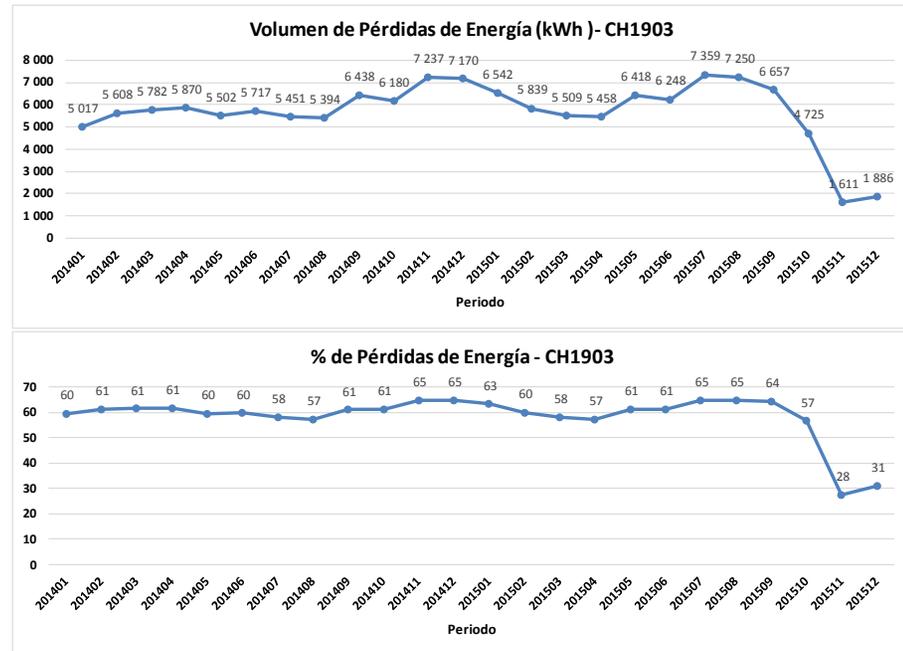
AH LADERAS DEL SUR							
SED	Suma de Totalizador	Suma de Alumbrado	Suma de Energía Distribuida	Suma de Consumo Clientes	Suma de Num Clientes	Suma de Perdida Energía	Suma de Porc Perdida
CH1902							
NUEVO CHIMBOTE / AH LADERAS DEL SUR							
201401	7,150	1,027	6,123	4,307	164	1,816	30
201402	7,006	1,084	5,922	4,257	164	1,665	28
201403	7,184	1,066	6,118	4,314	164	1,804	29
201404	7,448	1,007	6,441	4,630	164	1,811	28
201405	7,893	1,042	6,851	4,745	164	2,106	31
201406	8,154	1,037	7,118	4,833	164	2,285	32
201407	8,697	1,040	7,657	5,239	164	2,418	32
201408	8,538	1,047	7,491	5,063	164	2,428	32
201409	9,462	1,213	8,249	5,110	164	3,139	38
201410	8,880	1,132	7,748	5,095	164	2,653	34
201411	8,985	1,170	7,815	4,842	164	2,973	38
201412	8,571	1,133	7,438	4,549	164	2,889	39
201501	8,131	1,122	7,009	4,802	164	2,206	31
201502	8,399	937	7,463	4,891	164	2,571	34
201503	8,959	1,045	7,913	5,302	164	2,611	33
201504	8,795	1,107	7,688	5,124	164	2,564	33
201505	9,747	1,203	8,544	5,172	164	3,372	39
201506	9,147	1,102	8,045	5,157	164	2,889	36
201507	9,255	1,160	8,095	4,901	164	3,194	39
201508	8,829	1,139	7,690	4,604	164	3,086	40
201509	8,088	1,031	7,057	4,447	164	2,610	37
201510	8,510	956	7,554	4,656	166	2,898	38
201511	8,417	993	7,424	5,772	166	1,652	22
201512	8,208	1,013	7,195	5,923	166	1,272	18
Promedio_14	8,164	1,083	7,081	4,749		2,332	33
Promedio_15	8,707	1,067	7,640	5,063		2,577	34



La Instalación de 1 Suministro provisional, en el mes de octubre del 2015, para la venta en bloque en el AA.HH. Isla Blanca, se vio reflejado con la reducción de pérdidas de la SED CH1903.

CH1903							
NUEVO CHIMBOTE / AH LADERAS DEL SUR							
201401	9 726	1 306	8 420	3 403	148	5 017	60
201402	10 548	1 375	9 173	3 565	148	5 608	61
201403	10 770	1 354	9 416	3 634	148	5 782	61
201404	10 827	1 281	9 547	3 677	148	5 870	61
201405	10 554	1 322	9 232	3 730	148	5 502	60
201406	10 854	1 307	9 547	3 830	148	5 717	60
201407	10 686	1 311	9 375	3 924	148	5 451	58
201408	10 710	1 306	9 404	4 010	148	5 394	57
201409	12 081	1 519	10 562	4 124	148	6 438	61
201410	11 520	1 436	10 084	3 904	148	6 180	61
201411	12 696	1 530	11 166	3 929	148	7 237	65
201412	12 471	1 406	11 065	3 895	148	7 170	65
201501	11 682	1 352	10 330	3 788	148	6 542	63
201502	10 985	1 257	9 728	3 890	148	5 839	60
201503	10 815	1 321	9 494	3 985	148	5 509	58
201504	10 840	1 309	9 531	4 073	148	5 458	57
201505	12 027	1 521	10 506	4 088	148	6 418	61
201506	11 659	1 446	10 213	3 965	148	6 248	61
201507	12 850	1 500	11 349	3 990	148	7 359	65
201508	12 622	1 416	11 206	3 956	148	7 250	65
201509	11 586	1 257	10 329	3 672	148	6 657	64
201510	9 717	1 386	8 331	3 606	149	4 725	57
201511	7 093	1 258	5 835	4 224	149	1 611	28
201512	7 278	1 226	6 052	4 166	149	1 886	31

Promedio_14 11 120 1 371 9 749 3 802 148 5 947 61
 Promedio_15 10 763 1 354 9 409 3 950 149 5 459 58



Análisis de SED con Hurto Masivo de Energía en MWh - Post Instalación de 5 Suministros Provisionales

SED	Localidad	Energía de Totalizador	Alumbrado Público	Energía Distribuida	Consumo Clientes	Pérdidas Energía	% Pérdidas	Pérdidas por Hurto Masivo	Zonas de Hurto
CH1921	AH Las Delicias II Etapa	11,99	0,73	11,26	3,63	7,63	67,78%	7,07	AA.HH. Isla Blanca
CH1923	AH Las Delicias II Etapa	10,91	1,24	9,67	5,57	4,09	42,34%	3,79	AA.HH. Villa Atahualpa
CH1925	AH Las Delicias II Etapa	9,57	1,06	8,51	4,77	3,73	43,90%	3,46	AA.HH. Villa Atahualpa
CH1900	AH Los Licenciados	8,69	0,69	8,01	4,23	3,78	47,17%	3,50	AA.HH. Mirador de las lomas
CH1901	AH Los Licenciados	4,01	0,65	3,36	2,19	1,17	34,77%	1,08	AA.HH. Las lomas de San Luis
CH1902	AH Laderas del Sur	8,71	1,07	7,64	5,06	2,58	33,73%	2,39	AA.HH. Las lomas de San Luis
CH1903	AH Laderas del Sur	10,76	1,35	9,41	3,95	5,46	58,02%	5,06	AA.HH. Isla Blanca
CH2104	AH Los Constructores	3,72	0,79	2,93	1,76	1,17	39,98%	1,09	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2105	AH Los Constructores	4,10	0,64	3,45	2,39	1,06	30,81%	0,99	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2106	AH Los Constructores	5,59	1,21	4,37	2,90	1,48	33,77%	1,37	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2107	AH Los Constructores	5,23	0,96	4,28	2,61	1,66	38,91%	1,54	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
CH2093	AH Los Conquistadores	6,16	1,33	4,83	3,39	1,44	29,73%	1,33	AA.HH Tierra Prometida, Jehova Gire
Total		89,45	11,74	77,71	42,46	35,25	45,36%	32,66	

Nota: Los consumos son considerados como promedio de 12 meses.

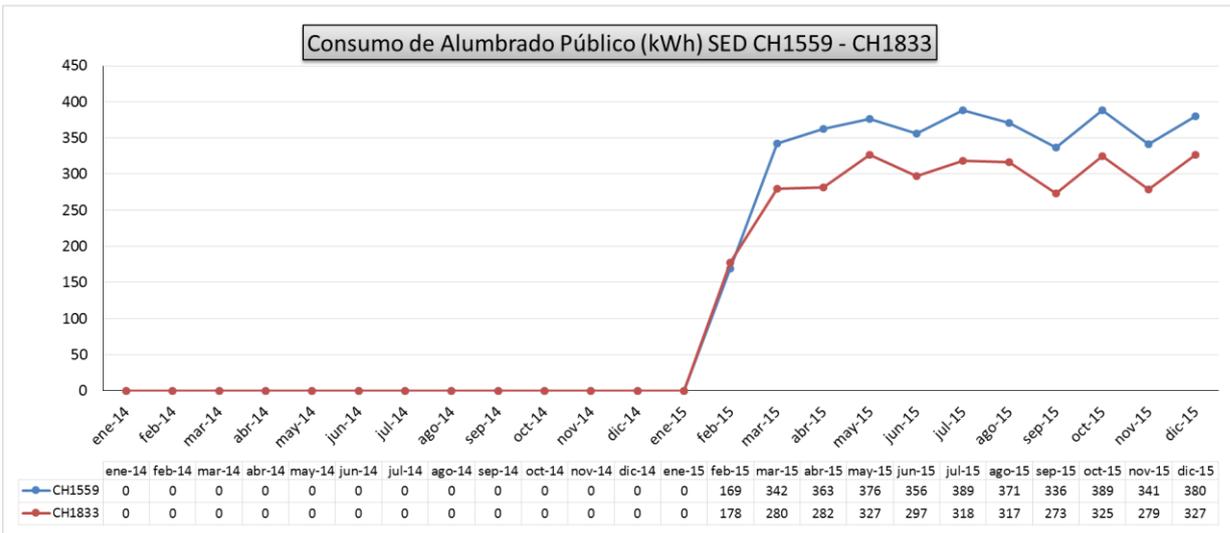
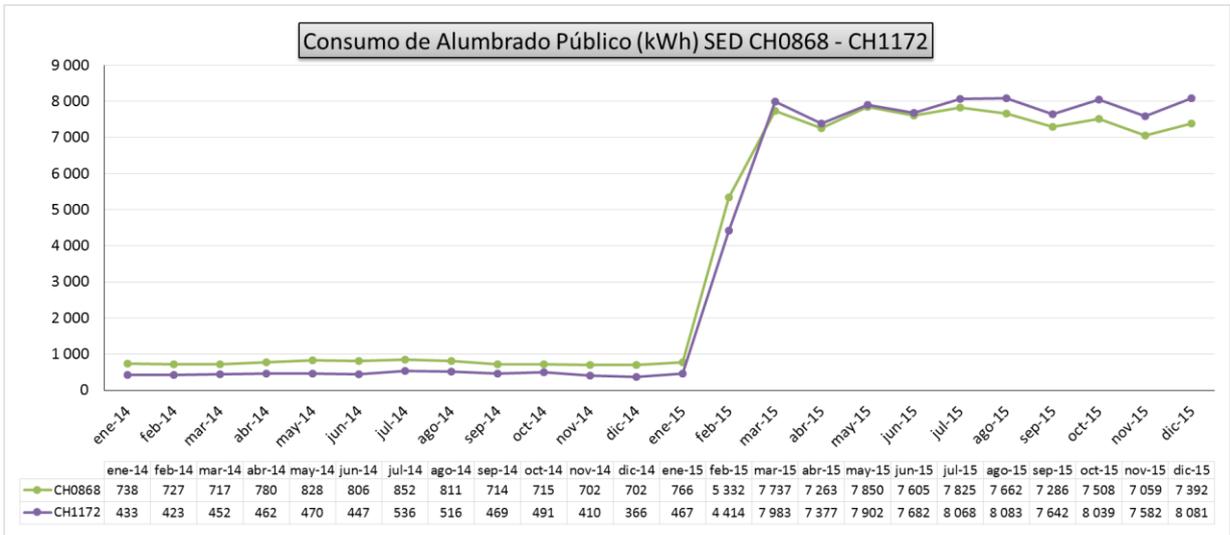
Reducción de Pérdidas **5,66** MWh/mes
67,91 Año

ANEXO N° 06
CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO ANTES Y DESPUES DEL
REGISTRO DE MEDIDORES - AMT CHS032

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ALUMBRADOR PÚBLICO EN 4 SED

En el siguiente cuadro y gráficos se observa el incremento del consumo de alumbrado público después del registro de medidores en el sistema comercial de Hidrandina - Optimus NGC.

Consumo de Alumbrado Publico (kWh)				
Mes	CH1559	CH1833	CH0868	CH1172
ene-14	0	0	738	433
feb-14	0	0	727	423
mar-14	0	0	717	452
abr-14	0	0	780	462
may-14	0	0	828	470
jun-14	0	0	806	447
jul-14	0	0	852	536
ago-14	0	0	811	516
sep-14	0	0	714	469
oct-14	0	0	715	491
nov-14	0	0	702	410
dic-14	0	0	702	366
ene-15	0	0	766	467
feb-15	169	178	5 332	4 414
mar-15	342	280	7 737	7 983
abr-15	363	282	7 263	7 377
may-15	376	327	7 850	7 902
jun-15	356	297	7 605	7 682
jul-15	389	318	7 825	8 068
ago-15	371	317	7 662	8 083
sep-15	336	273	7 286	7 642
oct-15	389	325	7 508	8 039
nov-15	341	279	7 059	7 582
dic-15	380	327	7 392	8 081



ANEXO N° 07
PROCEDIMIENTO PARA UNA INTERVENCION DE CONEXIÓN
CON FRAUDE

PROCEDIMIENTO PARA UNA INTERVENCION DE CONEXIÓN CON FRAUDE

Enfoque de la actividad:

Es la intervención puntual a los suministros que han vulnerado las condiciones del suministro, cuya información es resultado de las observaciones reportadas de los consumos observados, análisis de consumos, observaciones dados por el personal lector y las denuncias puntuales.

Dentro de las modalidades de vulneración podemos mencionar las siguientes:

- Línea directa en bornera de medidor (línea en derivación).
- Línea directa en cable de acometida (línea en derivación).
- Línea directa a la red de BT.
- Cable de Acometida Conectado en Directo con la Línea de Carga.
- Puente externo o interno en la bobina de corriente.
- Puente interno en la tarjeta del medidor electrónico.
- Neutro cortado.
- Alteración del Conexionado del Sistema de Medición.
- Servicio directo (Conexión Directa sin Medidor).
- Engranajes Manipulados.
- Corriente Homopolar.
- Retroceso de lecturas.
- Mica del medidor perforada.
- Precintos del medidor roto, cambiado o retirado.
-

Otros casos que no necesariamente se pueden certificar que son vulneraciones pero que se puede aplicar el mismo procedimiento de intervención son los siguientes:

- Medidor no registra consumo (Medidor con Disco Atascado).
- Display apagado (Medidor con Led sin Pulso).
- Medidor quemado o destrozado.
- Lectura ilegible.
- Integrador entrelazado.
- Error en la Toma de Lectura (lectura errónea de dígito decimal).
- Acumulación de Consumos.
- Error en el registro de datos para la emisión del recibo.
- Error en el conexionado del sistema de medición.
- Inversión de Suministros.

- Suministros No Facturados desde su instalación.

Procedimiento de la actividad:

- La intervención del suministro por Vulneración debe seguir y cumplir con los siguientes pasos:

- **Notificación de aviso previo:**

De acuerdo a lo establecido en el Art. 171 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se debe notificar al usuario de manera escrita antes de realizar la intervención (aviso previo) la cual debe ser levantada minutos antes del inicio de la intervención en presencia del usuario o representante. Ante los casos de negativa, oposición o ausencia, se efectuará la constatación de un efectivo policial o de un notario del aviso previo mencionado. Toda constatación policial deberá ser efectuada por un efectivo policial en servicio perteneciente a la comisaría del sector, quien deberá registrar los hechos constatados en el libro de ocurrencias de la citada comisaría.

Haciendo uso del formato de aviso previo establecido, éste debe ser llenado en su totalidad con los datos como Fecha y hora de la intervención a realizar, suministro, nombre y dirección. Además también se debe plasmar los datos de la persona que recibe el documento (Nombres y apellidos completos, DNI, relación con el titular y firma), y la fecha y hora de recepción del aviso previo.

- **Intervención del suministro:**

- a) Apertura de la caja portamedidor (retiro de precinto fuerza o amolado de tapa).
- b) Verificación del estado del sistema de medición (medidor, precintos, caja y acometida).
- c) Toma de carga de la conexión indebida (vulneración) con la pinza amperimétrica cuya certificación esté vigente.
- d) Tomas fotográficas, donde se muestre el detalle de la intervención sobre todo la vulneración u observación encontrada, siendo objetivas y precisas que sirvan como prueba inobjetable de la vulneración. Las tomas deben ser puntualizadas de varios ángulos y que plasmen la fecha y hora del inicio de la intervención.
- e) Tomas fotográficas, de la pinza amperimétrica donde se constata la carga instalada y la serie de dicho equipo. Así mismo dichas tomas deben reflejar la fecha y hora del inicio de la intervención.
- f) En los casos de vulneración se procede al corte de servicio en línea según lo establece el Artículo 90 inciso b de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- g) En los casos donde se haya dañado algún componente del sistema de medición

(medidor, caja y acometida) éste será reemplazado y serán consideradas como una actividad adicional al costo unitario establecido.

h) Realiza la limpieza de la caja y todo el sistema de medición.

i) Corrección o eliminación de la vulneración u observación encontrada.

j) Instalación del precinto bornera.

k) Instalación de visor de vidrio.

l) Sellado de la tapa de la caja portamedidor (Instalación de precinto fuerza y/o soldado de tapa.

m) La reconexión del servicio se realizará dentro de las 24 horas contadas a partir del momento de la hora de inicio de la intervención. Y para los casos de reincidencia la reconexión se realizará después de haber regularizado la situación en las oficinas correspondientes de LA CONCESIONARIA.

- **Acta de intervención**

La Contratista, procederá al levantamiento del acta de intervención consignando los resultados de la misma, la cual deberá contener como mínimo la siguiente información:

a) Fecha y, hora de inicio y término de la intervención.

b) Datos del suministro (código, nombre y dirección).

c) Datos de la SED y el número de orden de trabajo.

d) Datos del sistema de medición y registro de lectura (marca, modelo, serie, año de fabricación, nº de hilos, factor).

e) Numeración de los precintos encontrados e instalado, según corresponda.

f) Descripción detallada de la irregularidad, incluyendo el diagrama eléctrico y/o mecánico, y el registro de la potencia y/o corriente registrada en el momento de la intervención.

g) En los casos que el usuario lo permita, se debe plasmar el inventario de la carga instalado.

h) Serie y certificado de la Pinza amperimétrica utilizada al momento de la intervención.

i) Detalle de las sub-actividades realizadas y los materiales usados (cantidades).

j) Datos del usuario o representante del predio tales como nombres, apellidos completos, Nº de DNI, parentesco con el titular, firma. En los casos de negativa, oposición o ausencia, se efectuará la constatación de un efectivo policial o de un notario del aviso previo mencionado. Toda constatación policial deberá ser efectuada por un efectivo policial en servicio perteneciente a la comisaría del sector, quien deberá registrar los hechos constatados en el libro de ocurrencias de la citada comisaría.

- **Acta de normalizado (Reconexión)**

La Contratista, después de efectuada la reconexión del servicio, deberá levantar el acta respectiva en el formato establecido donde se debe plasmar lo siguiente:

- a) Fecha y, hora de inicio y término de la reconexión.
- b) Datos del suministro (código, nombre y dirección).
- c) Datos de la SED y el número de orden de trabajo.
- d) Datos del sistema de medición y registro de lectura (marca, modelo, serie, año de fabricación, nº de hilos, factor).
- e) Numeración de los precintos encontrados e instalado, según corresponda.
- f) Diagrama eléctrico y/o mecánico, en condiciones normales (suministro normalizado).
- g) Detalle de las sub-actividades realizadas y los materiales usados (cantidades).
- h) Datos del usuario o representante del predio tales como nombres, apellidos completos, Nº de DNI, parentesco con el titular, firma.
- i) La Contratista, reporta en forma inmediata mediante la transmisión On-Line los casos intervenidos con la siguiente documentación:
 - Aviso previo de intervención.
 - Acta de intervención.
 - Constatación policial (sólo para los casos de ausencia, negativa u oposición).
 - Acta de reconexión.
 - Tomas fotográficas impresas a color fechadas (Previa coordinación con el responsable de la unidad de control de pérdidas de LA CONCESIONARIA).

ANEXO N° 08
MODALIDADES DE HURTOS Y FRAUDES
ALGUNOS EJEMPLOS

Modalidades detectadas como conexiones clandestinas



**Conexiones clandestinas
Conexión Directo de la Red.**





**Conexiones
clandestinas llevadas
en forma
subterráneas en
zonas de frontera**



**Conexiones clandestinas en redes aéreas B.T.
llevadas por el interior de postes.**

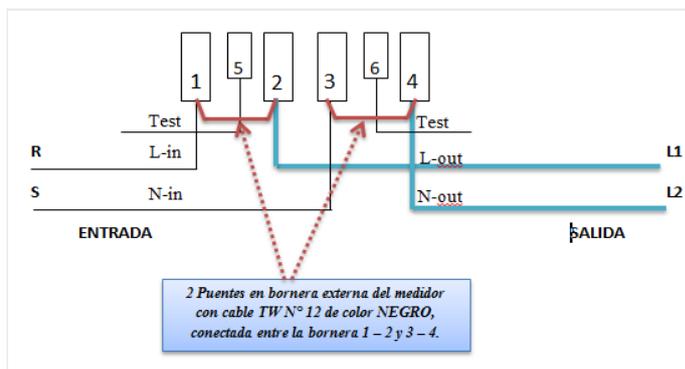


Conexiones clandestinas llevadas en forma subterránea con alambre telefónico en zonas de hurto masivo.

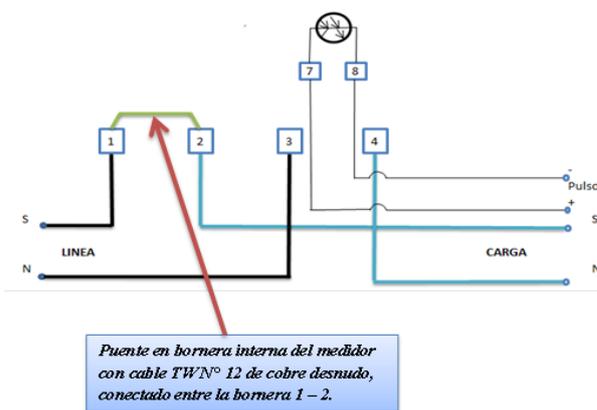


Modalidades detectadas como vulneración de suministros

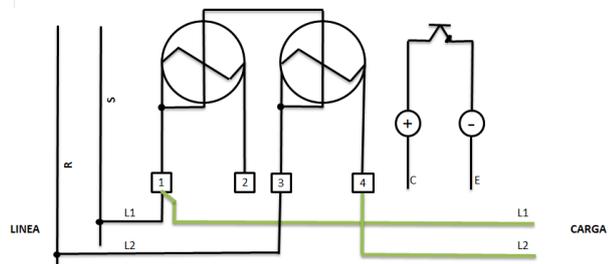
PUENTE EN LA BORNERA DEL MEDIDOR



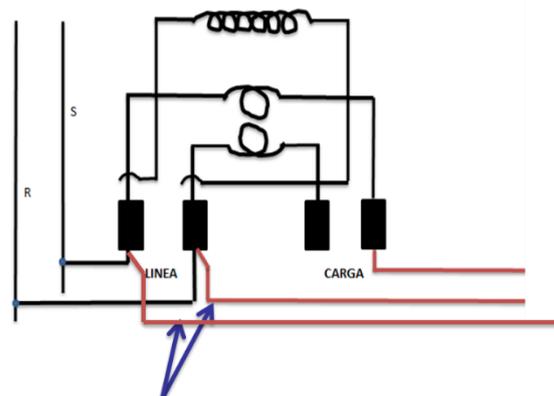
PUENTE INTERNO EN LA BORNERA DEL MEDIDOR



LINEA DE CARGA CONECTADO EN FORMA DIRECTA CON LA ACOMETIDA EN EL BORNE DE ENTRADA DEL MEDIDOR



LINEAS EN DERIVACION



2 Líneas directas con cable TW N° 14 de color NEGRO, conectada en forma directa a la bornera de entrada del medidor en fase "R y S"

TARJETA ELECTRONICA VULNERADA

Cables de señales de Corriente empalmados en la tarjeta electrónica del medidor.

