

FACULTAD DE
GESTIÓN Y
ALTA DIRECCIÓN



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

**DIAGNÓSTICO, ANÁLISIS Y
PROPUESTA DE MEJORA AL
PROCESO DE GESTIÓN DE
INTERRUPCIONES
IMPREVISTAS EN EL
SUMINISTRO ELÉCTRICO DE
BAJA TENSIÓN. CASO:
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE
ELECTRICIDAD EN LIMA.**

**Tesis presentada para obtener el Título Profesional
de Licenciado en Gestión Empresarial**

por

Daniel Dimas Salas Chamocho

20064710

Lima, 18 de Marzo de 2013

Esta tesis

**DIAGNÓSTICO, ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA AL PROCESO
DE GESTIÓN DE INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN EL
SUMINISTRO ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN. CASO: EMPRESA
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD EN LIMA,**

ha sido aprobada.

[Germán Velásquez Salazar]

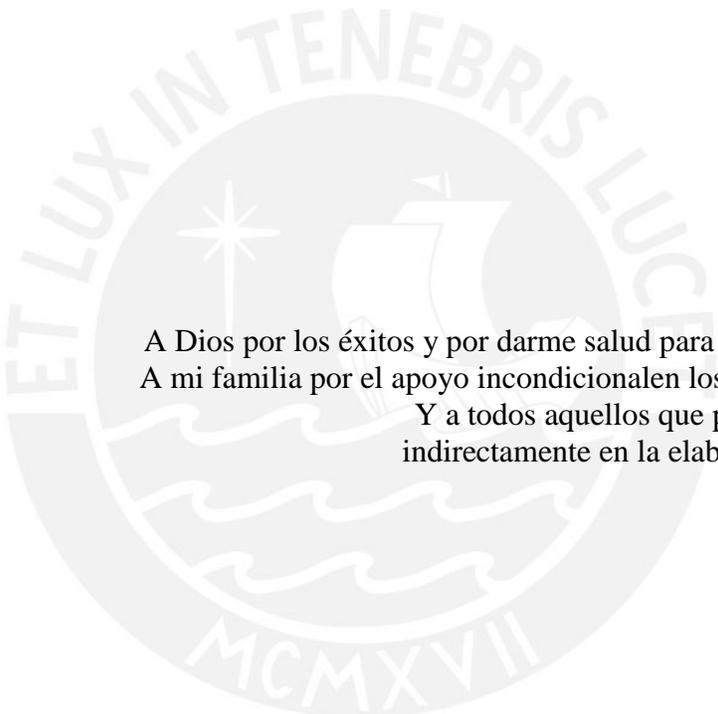
[Carmen Rodríguez Daneri]

[Jorge Martinez Lobatón]

FACULTAD DE
GESTIÓN Y
ALTA DIRECCIÓN



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ



A Dios por los éxitos y por darme salud para lograr mis objetivos.
A mi familia por el apoyo incondicional en los momentos difíciles.
Y a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN	1
1.2. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	1
1.3. DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO	2
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	2
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	3
2.1 LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ.....	3
2.1.1 ¿CÓMO SE GENERA?	3
2.1.2 IMPORTANCIA DE LA ELECTRICIDAD	4
2.1.2.1 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ECONOMÍA	4
2.1.2.2 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LAS ACTIVIDADES PRODUCTIVAS	5
2.1.2.3 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA CALIDAD DE VIDA	5
2.1.2.4 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL MEDIO AMBIENTE	6
2.1.3 EL COSTO SOCIAL DE LA ELECTRICIDAD.....	7
2.1.3.1 LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	7
CAPÍTULO 3: EL SECTOR ELÉCTRICO.....	8
3.1 MARCO LEGAL.....	8
3.1.1 LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	8
3.1.2 LEY DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA.....	9
3.1.3 NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS.....	9
3.1.4 LEY ANTIMONOPOLIO Y ANTIOLIGOPOLIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO..	9
3.1.5 LEY QUE ESTABLECE EL MECANISMO PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO REGULADO.....	10
3.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	10
3.2.1 LOS USUARIOS O CLIENTES	10
3.2.1.1 CLIENTES LIBRES	10
3.2.1.2 CLIENTES REGULADOS.....	11
3.2.2 LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS	11
3.2.2.1 GENERACIÓN.....	11
3.2.2.2 TRANSMISIÓN	11
3.2.2.3 DISTRIBUCIÓN	11
3.2.3 COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMA INTEGRADO NACIONAL (COES-SINAC).....	12
3.2.4 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM).....	12

3.2.5	ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN) E INSTITUTO DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA Y LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI).....	12
CAPÍTULO 4: LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD		13
4.1	LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	13
4.2	PRINCIPALES ELEMENTOS.....	13
4.2.1	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	13
4.2.2	REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	13
4.3	REGULACIÓN.....	14
4.3.1	TARIFAS	14
4.3.2	SUBSIDIOS	15
4.3.3	APORTES	15
4.4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	16
4.4.1	LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	16
4.4.1.1	REDES AT.....	16
4.4.1.2	REDES MT	16
4.4.1.3	REDES BT	16
4.4.2	TOPOLOGÍA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	17
4.4.2.1	SISTEMAS RADIALES.....	17
4.4.2.2	SISTEMAS EN ANILLOS	17
4.4.2.3	SISTEMAS ENMALLADOS	17
4.5	CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS	18
4.5.1	LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	18
4.5.1.1	COSTO DE CAPITAL	18
4.5.1.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	18
4.5.1.3	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	19
4.6	CLIENTES.....	19
4.6.1	RESIDENCIALES	19
4.6.2	COMERCIALES	20
4.6.3	INDUSTRIALES	20
CAPÍTULO 5: CALIDAD DEL SUMINISTRO.....		20
5.1	LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO	21
5.1.1	INDICADORES.....	22
5.1.2	TIPOS DE INTERRUPCIONES	22
5.1.2.1	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS MT/BT	22

5.1.2.1.1	POR MANTENIMIENTO	23
5.1.2.1.2	POR EXPANSIÓN	23
5.1.2.2	INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT	23
5.1.2.2.1	FALLAS PROPIAS	23
5.1.2.2.2	AMBIENTALES	24
5.1.2.2.3	TERCEROS	24
5.1.2.2.4	HURTO.....	24
5.1.2.2.5	CLIENTES.....	24
5.1.3	COMPENSACIONES POR INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT	24
5.1.3.1	COMPENSACIONES POR LCE	25
5.1.3.1.1	COMPENSACIÓN POR ENERGÍA	25
5.1.3.1.2	DESCUENTO EN CARGO FIJO POR POTENCIA	26
5.1.3.2	COMPENSACIONES POR NTCSE	26
CAPÍTULO 6: LA EMPRESA		29
6.1	DESCRIPCIÓN	29
6.2	HISTORIA	29
6.3	MISIÓN Y VISIÓN	30
6.4	VALORES ORGANIZACIONALES.....	31
6.5	ORGANIGRAMA	31
6.5.1	LA GERENCIA TÉCNICA.....	32
6.5.1.1	SUBGERENCIA DE MANTENIMIENTO Y OBRAS MT/BT	33
6.5.1.1.1	SECCIÓN MANTENIMIENTO DISTRIBUCIÓN.....	34
6.6	GESTIÓN DE INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT.....	34
CAPÍTULO 7: DIAGNÓSTICO DEL PROCESO		38
7.1	METODOLOGÍA DEL DIAGNÓSTICO	38
7.2	CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS	39
7.2.1	CAUSAS IMPREVISTAS SAE'S.....	40
7.2.1.1	POR FRECUENCIA.....	41
7.2.1.2	POR DURACIÓN.....	42
7.2.1.3	POR SUCURSAL.....	43
7.2.1.3.1	FRECUENCIA POR SUCURSAL.....	44
7.2.1.3.2	DURACIÓN POR SUCURSAL.....	44
7.2.2	CAUSAS IMPREVISTAS OA'S	45
7.2.2.1	POR FRECUENCIA.....	45

7.2.2.2	POR DURACIÓN.....	46
7.2.2.3	POR SUCURSAL.....	47
7.2.2.3.1	FRECUENCIA POR SUCURSAL.....	47
7.2.2.3.2	DURACIÓN POR SUCURSAL.....	48
7.3	ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS	48
7.3.1	ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS SAE 49	
7.3.1.1	FRECUENCIA DE CAUSAS SAE'S	51
7.3.1.2	DURACIÓN DE CAUSAS SAE'S	52
7.3.1.3	FRECUENCIA POR DURACIÓN SAE'S.....	53
7.3.2	ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS OA 54	
7.3.2.1	FRECUENCIA DE CAUSAS OA'S	57
7.3.2.2	DURACIÓN DE CAUSAS OA'S	58
7.3.2.3	FRECUENCIA POR DURACIÓN OA'S	59
7.4	DIAGRAMA CAUSA-EFECTO.....	61
7.4.1	FALLAS.....	61
7.4.1.1	FALLAS SAE'S	61
7.4.1.2	FALLAS OA'S	62
7.4.2	PERSONAL	64
7.4.2.1	EXPERIENCIA	64
7.4.2.2	FORMACIÓN / CAPACITACIÓN	65
7.4.2.3	LAS CUADRILLAS DE REPARACIONES EN BT	66
7.4.2.3.1	LAS CUADRILLAS SAE	66
7.4.2.3.2	LAS CUADRILLAS OA	67
7.4.2.3.3	LAS CUADRILLAS SAE/OA	67
7.4.2.4	TURNOS.....	68
7.4.2.4.1	PRIMER TURNO.....	68
7.4.2.4.2	SEGUNDO TURNO.....	69
7.4.2.5	COBERTURA DEL PERSONAL	70
7.4.2.5.1	PERSONAL PARA SAE'S	70
7.4.2.5.1.1	PERSONAL POR CLIENTES	71
7.4.2.5.1.2	PERSONAL POR EMERGENCIAS	71
7.4.2.5.1.3	EMERGENCIAS POR CLIENTE.....	72
7.4.2.5.2	PERSONAL PARA OA'S	73

7.4.2.5.2.1	PERSONAL POR CLIENTES	73
7.4.2.5.2.2	PERSONAL POR EMERGENCIAS	74
7.4.2.5.2.3	EMERGENCIAS POR CLIENTE.....	75
7.4.3	MATERIALES	75
7.4.3.1	MATERIALES DE REPARACIÓN.....	75
7.4.3.1.1	MATERIALES EMPLEADOS PARA REPARAR SAE'S	76
7.4.3.1.2	MATERIALES EMPLEADOS PARA REPARAR OA'S	76
7.4.3.2	DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.....	77
7.4.4	COSTOS	79
7.4.4.1	COSTO POR CUADRILLA SAE	79
7.4.4.2	COSTO POR CUADRILLA OA	80
7.4.4.3	COSTO POR CUADRILLA SAE/OA	81
7.4.4.4	EVALUACIÓN DE COSTOS.....	82
7.4.4.4.1	COSTO DE LAS CUADRILLAS DE REPARACIÓN SAE, OA Y SAE/OA	82
7.4.4.4.2	COSTO DE LAS COMPENSACIONES LCE Y NTCSE.....	83
7.5	EFICIENCIA DEL PROCESO.....	83
7.5.1	EFICIENCIA EN LA ATENCIÓN DE SAE'S	84
7.5.1.1	EFICIENCIA POR SUCURSAL.....	84
7.5.2	EFICIENCIA EN LA ATENCIÓN DE OA'S	86
7.5.2.1	EFICIENCIA POR SUCURSAL.....	87
7.6	RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO.....	89
CAPÍTULO 8: PROPUESTA DE MEJORA.....		92
CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES		97
BIBLIOGRAFÍA		100
ANEXOS		104
Anexo N° 01: Ventas de energía a clientes de BT		104
Anexo N° 02: Cronograma de interrupciones programadas		105
Anexo N° 03: Flujograma del proceso de gestión de interrupciones imprevistas		106
Anexo N° 04: ¿Qué esperan los clientes cuando se quejan?		107
Anexo N° 05: Calidad y Gestión de la Calidad		108
Anexo N° 06: Mapeo de procesos de una organización		109
Anexo N° 07: Interacción de procesos en la compañía		110
Anexo N° 08: Las siete herramientas básicas de la calidad.....		111
Anexo N° 09: Pye de fallas SAE's		114
Anexo N° 10: Pye de fallas OA's		115
Anexo N° 11: Turnos de atención de las Cuadrillas de Reparaciones BT.....		116
Anexo N° 12: Lista de empresas contratistas por Sucursal		117

Anexo N° 13: Organigrama de la Gerencia de Aprovisionamiento	118
Anexo N° 14: La naturaleza de las filas.....	119
Anexo N° 15: Tiempo y frecuencia de interrupciones de la Compañía y Chilectra.....	120

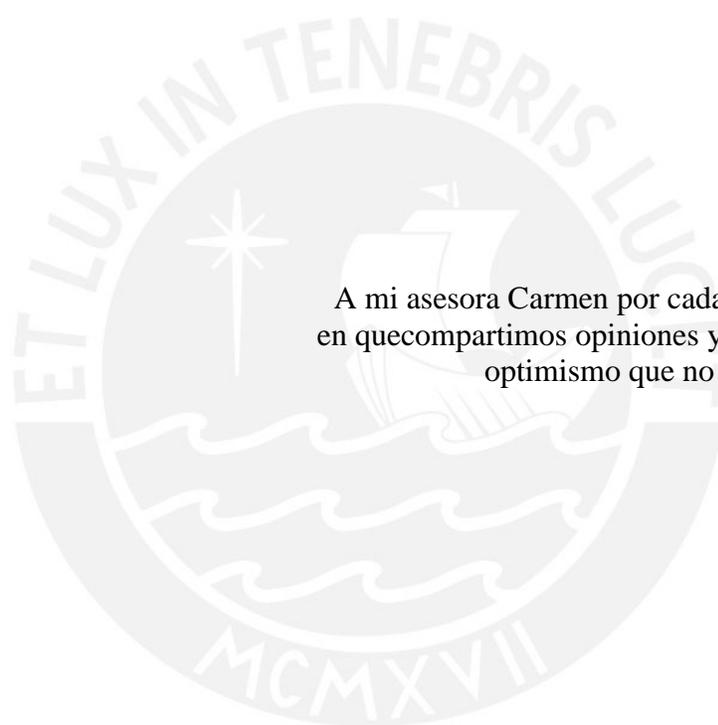
LISTAS DE CUADROS

Cuadro N° 01: Subsidio cruzado del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOCE).15	
Cuadro N° 02: Relación de personal entrevistado	38
Cuadro N° 03: Tipos de fallas en BT.....	40
Cuadro N° 04: Tipos de fallas en BT.....	40
Cuadro N° 05: Fallas imprevistas SAE's por frecuencia.....	41
Cuadro N° 06: Fallas imprevistas SAE's por duración	42
Cuadro N° 07: Distribución por sucursales de fallas SAE's por frecuencia.....	44
Cuadro N° 08: Distribución por sucursales de fallas SAE's por duración	44
Cuadro N° 09: Fallas imprevistas OA's por frecuencia.....	45
Cuadro N° 10: Fallas imprevistas OA's por duración	46
Cuadro N° 11: Distribución por sucursales de fallas OA's por frecuencia	48
Cuadro N° 12: Distribución por sucursales de fallas OA's por duración	48
Cuadro N° 13: Categorización de fallas SAE's	50
Cuadro N° 13: Apertura de tiempos por Sucursal	55
Cuadro N° 15: Categorización de fallas OA's.....	56
Cuadro N° 16: Fallas frecuentes en SAE's	62
Cuadro N° 17: Fallas frecuentes en OA's.....	63
Cuadro N° 18: Fallas frecuentes en OA's por ubicación	63
Cuadro N° 19: Empresas contratistas de la compañía	64
Cuadro N° 20: Tipos de cuadrillas de reparaciones BT.....	66
Cuadro N° 21: Composición de las Cuadrillas SAE.....	67
Cuadro N° 22: Composición de las Cuadrillas OA	67
Cuadro N° 23: Composición de las Cuadrillas SAE/OA.....	68
Cuadro N° 24: Cuadrillas de reparaciones en campo en primer turno	69
Cuadro N° 25: Cuadrillas de reparaciones en campo en segundo turno.....	70
Cuadro N° 26: Clientes por Cuadrilla en SAE's.....	71
Cuadro N° 27: Emergencias por Cuadrilla en SAE's	72
Cuadro N° 28: Personal por Cuadrilla en OA's.....	73
Cuadro N° 29: Emergencias por Cuadrilla en OA's.....	74
Cuadro N° 30: Materiales para Cuadrillas SAE's.....	76
Cuadro N° 31: Materiales para Cuadrillas OA's	77
Cuadro N° 32: Costeo de Cuadrilla SAE.....	80
Cuadro N° 33: Costeo de Cuadrilla OA.....	80
Cuadro N° 34: Costeo de Cuadrilla SAE/OA	81
Cuadro N° 35: Costo anual de Cuadrillas de Reparación BT.....	82

LISTADE GRÁFICOS

Gráfico N° 01: Producción de energía eléctrica por origen	4
---	---

Gráfico N°02: Indicadores de calidad del suministro eléctrico.....	22
Gráfico N°03: Indicadores de calidad del suministro eléctrico.....	25
Gráfico N°04: Indicadores de calidad del suministro eléctrico.....	26
Gráfico N°05: Indicadores de calidad del suministro eléctrico.....	28
Gráfico N° 06: Organigrama General	31
Gráfico N° 07: Organigrama de la Gerencia Técnica	32
Gráfico N° 08: Interrupciones en Baja Tensión SAE y OA.....	35
Gráfico N° 09: Funciones de las cuadrillas de reparaciones SAE y OA.....	36
Gráfico N° 10: Frecuencia SAE 2010-2012	41
Gráfico N° 11: Duración SAE 2010-2012	43
Gráfico N° 12: Frecuencia OA 2010-2012	46
Gráfico N° 13: Duración OA 2010-2012	47
Gráfico N° 14: Histograma de SAE´s	49
Gráfico N° 15: Diagrama de Pareto: Categoría de fallas SAE´s.....	51
Gráfico N° 16: Tiempo por categoría de fallas SAE´s.....	52
Gráfico N° 17: Gráfica de dispersión: Causas SAE´s.....	53
Gráfico N° 18: Histograma de Oa´s.....	55
Gráfico N° 19: Diagrama de Pareto: Categoría de fallas OA´s	57
Gráfico N° 20: Duración OA´s por sucursal.....	59
Gráfico N° 21: Gráfica de Dispersión Causas OA´s.....	60
Gráfico N° 22: Diagrama de Ishikawa.....	61
Gráfico N° 23: Emergencias SAE por clientes	72
Gráfico N° 24: Emergencias OA por Clientes	75
Gráfico N° 25: Adquisición de materiales	77
Gráfico N° 26: Evolución de compensaciones eléctricas LCE y NTCSE	83
Gráfico N° 27: Gráfico de control de SAE´s mayores a 4 horas	84
Gráfico N° 28: Frecuencia SAE´s mayores a 4 horas por sucursal.....	85
Gráfico N° 29: Duración SAE´s por Sucursal	86
Gráfico N° 30: Gráfico de control de OA´s mayores a 4 horas	86
Gráfico N° 31: Frecuencia OA´s mayores a 4 horas por sucursal	87
Gráfico N° 32: Duración OA´s por Sucursal	88



A mi asesora Carmen por cada una de esas sesiones en que compartimos opiniones y por transmitirme ese optimismo que no dejó que me rindiera.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de investigación tiene por objeto diagnosticar, analizar y proponer acciones de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. El marco teórico presenta la importancia de la energía eléctrica en la economía y su presencia en los sectores: primario, secundario y terciario. Se analizará relación a las actividades productivas, al ser un factor de costo directo o indirecto, en el mantenimiento de la calidad de vida y, finalmente, sus impactos en el medio ambiente. Asimismo, se describen los costos directos e indirectos de la falta de electricidad y el costo de la energía no suministrada.

En el siguiente capítulo se describe la organización del sector eléctrico empezando por el marco legal, los principales actores del sector como los usuarios o clientes, las empresas eléctricas, el Comité de Operación Económica del Sistema Integrado Nacional (Coes-Sinac), el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin) y el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi).

El cuarto capítulo expone la actividad de distribución: la prestación de un servicio básico e indispensable para el desarrollo de la economía, la energía eléctrica. Se presentan los principales activos de esta actividad como las redes de distribución y las subestaciones de distribución. La fijación de las tarifas, administración de subsidios y los aportes al ente regulador conforman la regulación de esta actividad. Asimismo, se mencionan las características técnicas, como el voltaje en las redes de alta, media y baja tensión, y económicas, como el costo de capital, operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía y potencia. Finalmente, se describen los tipos de clientes que ha diferenciado la compañía pudiendo ser estos residenciales, comerciales e industriales.

Posteriormente, se muestra la teoría sobre la calidad del suministro eléctrico desde sus cuatro aspectos: la calidad del producto, la calidad del suministro, la calidad comercial y el alumbrado público. Asimismo, al centrarse el presente estudio en el segundo aspecto

de la calidad mencionado, se describen los indicadores establecidos por Osinergmin para medir la frecuencia media de interrupción por cliente (SAIFI) y el tiempo total promedio de interrupción por usuario (SAIDI) en un periodo determinado. Finalmente, se describen los tipos de interrupciones en el suministro eléctrico, programadas e imprevistas, y las compensaciones a los usuarios por la falta de calidad del suministro eléctrico.

El siguiente capítulo presenta a la compañía, su misión, visión y valores organizacionales, el organigrama general, las funciones de la Gerencia Técnica, la Subgerencia de Mantenimiento y Obras MT/BT, y la Sección Mantenimiento Distribución. Finalmente, se describe el proceso de gestión de las interrupciones imprevistas en baja tensión.

Posteriormente, se procede a realizar un diagnóstico del actual proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión de la compañía. Para ello se realizaron entrevistas y reuniones a los responsables del proceso, y la información recopilada fue analizada utilizando las siete herramientas básicas de la calidad las cuales son: la hoja de datos, el diagrama de Pareto, el histograma, el diagrama de flujo, el diagrama causa-efecto, el diagrama de dispersión y los gráficos de control. De acuerdo con el diagnóstico, se encontraron los siguientes resultados:

Las interrupciones imprevistas del tipo SAE tienen una duración en su mayoría de 1 a 2 horas. Las fallas más comunes son las siguientes: defecto interno en instalación de cliente, falso contacto y material o equipo defectuoso. Solo estas tres causas concentraron el 55.29% del total de interrupciones imprevistas en el año 2012. En el caso de interrupciones imprevistas del tipo OA, estas tienen una duración en su mayoría de 2 a 3 horas y, con una frecuencia menor, un pico aislado de 5 a 6 horas. Las fallas más comunes son las siguientes: sobrecarga, corrosión, humedad y envejecimiento. Solo estas cuatro causas concentraron el 70.28% del total de interrupciones imprevistas en el año 2012. Las interrupciones por sobrecarga han sido en su mayoría detectadas en las subestaciones de distribución, las redes aéreas son las que sufren mayor corrosión, y las redes subterráneas concentran el mayor índice de humedad y envejecimiento.

En cuanto a la gestión de las cuadrillas de reparaciones, la Sucursal 1, como veremos más adelante, ha demostrado tener los mejores resultados de gestión al poseer el mayor número de clientes y el mayor número de fallas, y, pese a ello, posee el mejor tiempo promedio en reposición del suministro eléctrico tanto para SAE's como para OA's.

Las rupturas de stock de materiales, si bien no son muy frecuentes, afectan gravemente el proceso de gestión de las interrupciones imprevistas en baja tensión en especial cuando involucran a más de un cliente. La elaboración de los pronósticos de compra actualmente se está basando en el consumo histórico de los materiales, lo que no se ajusta a las necesidades y consumos de las áreas usuarias. No se está utilizando una metodología que permita ajustar los pronósticos de inventario.

El costo de las unidades vehiculares para SAE y OA es muy cercano a pesar de las labores distintas que desempeñan, y la utilidad que le dan al espacio de cada una de sus unidades. La diferencia de costos entre las cuadrillas de reparaciones SAE y OA reside en la intensidad de mano de obra que requieren.

Los costos por compensaciones en baja tensión se han estado incrementando desde el año 2005. Las compensaciones por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) se incrementaron en 529% mientras que las compensaciones por la Norma Técnica de Calidad en el Sector Eléctrico (NTCSE) lo hicieron en 106%.

Por todo ello, es importante que se realicen mejoras teniendo en cuenta tres aspectos: la gestión de las fallas, la gestión del personal, y la gestión de inventarios. En el primer aspecto se propone implementar identificadores de fallas para las redes de distribución, utilizar un logaritmo u otro medio discriminador para despachar cuadrillas según la representatividad de las fallas, reducir el costo operativo de la cuadrilla de reparaciones SAE mediante la adopción de otro tipo de unidad vehicular, y reducir el tiempo de llegada al punto de falla mediante la utilización de un sistema de posicionamiento global (GPS). En el segundo, se propone la modificación de los turnos de las cuadrillas de

reparaciones de un día de trabajo por uno de descanso por uno diario de ocho horas. Ello se basa en una mejora de la eficiencia operativa del proceso traducida en menores niveles de fatiga física y mental, el mantenimiento de la calidad del servicio de reparación y la reducción de accidentes por manipulación de equipos y cableado eléctrico. El último aspecto trata de la adopción de un método de pronóstico de inventarios conocido como *suavizamiento exponencial adaptativo* que permitiría aumentar la precisión de los pronósticos en el corto y mediano plazo.



LISTADO DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO:	SIGNIFICADO
GIGAWATT (GV):	Equivalente a 1000 mV.
MEGAWATT (MV):	Equivalente a 1000 kV.
KILOWATT (KV):	Equivalente a 1000 voltios (V).
KVH:	Número de kilowatts consumidos en una hora.
BAJA TENSIÓN (BT):	Término genérico para especificar voltajes nominales iguales o inferiores a 1000 V.
MEDIA TENSIÓN (MT):	Término genérico para especificar voltajes nominales de 2.3 kV, 10kV, 13.8kV, 20kV y 22.9 kV.
ALTA TENSIÓN (AT):	Término genérico para especificar voltajes nominales iguales o mayores a 60 kV.
LCE:	Ley de Concesiones Eléctricas
NTCSE:	Norma Técnica de Calidad del Sector Eléctrico
SED:	Subestación Eléctrica de Distribución: Conjunto de líneas, instalaciones eléctricas y circuitos interconectados entre sí, que permiten la distribución de la energía eléctrica al cliente final.
EMERGENCIA:	Evento imprevisto que requiere la acción inmediata por interrupción parcial o total, individual o masiva del servicio eléctrico.
OA:	Orden de trabajo para la atención de interrupciones imprevistas o situaciones de riesgo en BT para casos mayores o iguales a 2 clientes.
SAE:	Orden de trabajo para la atención de interrupciones imprevistas o situaciones de riesgo en BT para casos de clientes individuales.
CENTRO DE CONTROL:	Lugar donde se supervisa, controla y comanda la operación del Sistema Eléctrico en tiempo real.
CIRCUITO ELÉCTRICO:	Conjunto de dispositivos que sirven para transmitir, transformar y distribuir la energía eléctrica y que dispone de elementos para su conexión y desconexión del servicio. Cada circuito debe estar identificado en forma precisa y única.

CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN

Objetivo general

Contribuir a la mejora del proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro de electricidad en las redes de baja tensión y reducir los costos asociados al mismo en una empresa distribuidora de electricidad en el Perú.

Objetivos específicos

- Diagnosticar y contribuir a la mejora del proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión.
- Estimar y proponer la reducción de los costos operativos del proceso y de las compensaciones a los usuarios por la falta de calidad en el suministro de energía eléctrica.
- Probar teorías y herramientas de gestión existentes en un caso real y aportar evidencia empírica a las mismas y a futuras investigaciones.

1.2. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- a) ¿Cuáles suelen ser las causas más comunes que ocasionan interrupciones imprevistas en baja tensión en la ciudad de Lima específicamente en la zona de concesión?
- b) ¿La mayoría de las fallas son propias de la empresa distribuidora de electricidad?
- c) ¿Cómo se mide la calidad del suministro eléctrico en nuestro país?

- d) ¿Cuál es el costo que asume la empresa al no tener un plan de acción frente a la situación actual del proceso?

1.3. DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO

La presente tesis de investigación describe, evalúa y diagnóstica el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión de una empresa de servicios públicos de electricidad en la ciudad de Lima. Analiza los factores que originan interrupciones imprevistas en la baja tensión eléctrica, por frecuencia y duración, los recursos con los que cuenta el proceso, como personal y materiales, y los costos asociados de la atención de estas interrupciones por parte de la empresa. Finalmente, propone mejoras al proceso utilizando herramientas propias de la gestión empresarial y la reducción de los costos operativos y de compensaciones en el suministro eléctrico de baja tensión.

1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Una interrupción en la energía eléctrica en nuestra sociedad significa la paralización de sus actividades cotidianas. Representa pérdidas para las empresas por el atraso de la producción, trabajadores inactivos en horario de trabajo, o que se estropeen algunos insumos o productos en proceso. Incluso representa pérdidas para la misma empresa proveedora de electricidad, ya que una interrupción cualquiera sea la naturaleza de la misma, implica dejar de suministrar, es decir vender, energía a sus clientes y asumir otros costos en un sector bastante regulado como veremos más adelante.

Para los usuarios implica el deterioro de la calidad de vida e incluso la restricción de muchas de sus actividades. No contar con agua caliente, no poder refrigerar alimentos, en algunos casos tampoco cocinar o contar con iluminación al interior de los hogares disminuye el estándar de vida logrado. A nivel de sociedad los costos aumentan por las labores que no pueden realizarse, el incremento de la inseguridad de la población y la parada de algunos servicios de transporte, como el Metro de Lima (tren eléctrico).

La presente tesis tiene como finalidad exponer las implicancias que presenta una interrupción en el suministro eléctrico, en especial las imprevistas, y proponer acciones y soluciones para una empresa distribuidora de electricidad desde las herramientas propias de un gestor empresarial, a fin de reducir el tiempo que toma restablecer el servicio manteniendo un enfoque holístico que propicie el beneficio de las empresas, del Estado y de la sociedad.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

El sector eléctrico tiene como finalidad la satisfacción de las necesidades energéticas de la población. La historia de la electricidad en el Perú presentada en *Luz del Progreso*, publicación del Ministerio de Energía y Minas (2010), refleja justamente eso: la creciente demanda energética de la población y sus usos, que inicialmente eran de iluminación, a usos térmicos, de fuerza motriz, electrónicos e incluso como materia prima en sistemas de producción (BOUILLE2004:1).

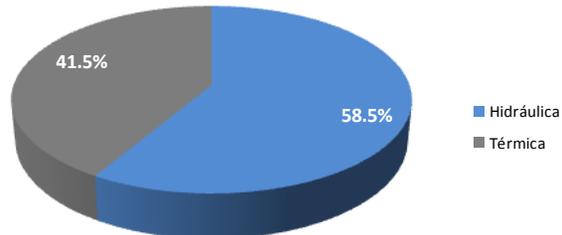
2.1.1 ¿CÓMO SE GENERA?

La capacidad actual de generación eléctrica en nuestro país se divide entre las fuentes térmicas e hidráulicas (ver Gráfico N°01). Las primeras generan electricidad en centrales termoeléctricas a través de la energía calorífica resultante de la combustión de gas natural, carbón o diesel. Estos combustibles convierten el agua de una caldera en vapor a altas temperaturas y lo conduce hacia unas turbinas para hacerlas girar. Un generador transforma la energía cinética producida por el vapor de agua en electricidad.

Las centrales hidráulicas aprovechan las caídas de agua de las presas, las cuales retienen el agua y permiten su paso constante, para mover unas turbinas que rotan accionadas por el

flujo de la misma. De esta forma son accionados los generadores eléctricos y se produce la electricidad (MEM 2012:1).

Gráfico N° 01: Producción de energía eléctrica por origen



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Avance estadístico del subsector eléctrico: Cifras a Diciembre 2012. Elaboración propia.

El crecimiento del uso de la generación térmica en los últimos años se explica por el uso del gas de Camisea en la producción eléctrica.

2.1.2 IMPORTANCIA DE LA ELECTRICIDAD

2.1.2.1 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ECONOMÍA

El crecimiento económico, traducido como el crecimiento del PBI en nuestro país, implica un mayor consumo de energía. Asimismo, este comprende el desarrollo de nuevas economías en ámbitos geográficos más amplios, lo que lleva a la descentralización de la energía para atender nuevas y mayores demandas energéticas.

La electricidad se encuentra presente en los tres sectores económicos conocidos como: primario, secundario y terciario, siendo la diferencia entre estos el tipo de actividad económica que realizan (CLARK 1980:399). Mientras el sector primario se dedica a la obtención de productos directamente de la naturaleza, el sector secundario transforma materia prima en productos terminados o en proceso, y el terciario realiza la prestación de servicios, como lo son las comunicaciones, los servicios financieros e incluso de

transporte como el tren eléctrico de Lima inaugurado en el año 2012. Por ello, la electricidad es un bien básico de nuestra economía, su suministro y precio afectan tanto a industrias proveedoras como industrias que requieren de su abastecimiento.

Los desarrollos energéticos del país, en especial de la energía eléctrica al ser la más empleada, poseen resultados favorables tanto en lo económico como en lo social debido a los altos niveles de inversión que requiere este sector y la generación de nuevos puestos de trabajo. Además, el correcto y eficiente suministro energético agrega competitividad a las empresas usuarias del servicio eléctrico al poder minimizar sus costos de producción. De la misma forma, un suministro deficiente de energía provoca que los sectores productivos incurran en costes adicionales, o sencillamente vean restringidas o frustradas sus actividades productivas. Si bien la energía eléctrica no representa una parte importante dentro del costo de producción, los costos que genera su ausencia son mayores. El impacto de la falta de energía eléctrica presenta valores importantes.

2.1.2.2 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LAS ACTIVIDADES PRODUCTIVAS

La energía eléctrica es considerada un bien de demanda intermedia cuando no está dirigida a los clientes finales y se encuentra orientada a actividades productivas (BOUILLE 2004:22).

La energía eléctrica es usada intensivamente en economías en vías de desarrollo al ser considerada una energía barata, y constituye un factor de costeo directo o indirecto dentro del coste total de producción. Su accesibilidad alienta a la creación de nuevas empresas de bajos capitales iniciales, como Mypes y Pymes, lo que se traduce en una mayor oferta de productos y servicios para atender la demanda de la población, y una mayor recaudación para el aparato estatal. La electricidad es usada entonces intensivamente en todas las áreas productivas y, por esto, ha de estar disponible en cantidad, calidad y precio adecuado al cliente final.

2.1.2.3 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA CALIDAD DE VIDA

La calidad de vida es definida como *el conjunto de condiciones que contribuyen a hacer agradable y valiosa la vida* por el *Diccionario de la lengua española* (RAE 2001:401). Los factores que se encuentran incluidos en la estimación de la calidad de vida evalúan el bienestar social de personas y sociedades desde la subjetividad del individuo y algunos factores económicos específicos. Si bien el consumo eléctrico no forma parte del índice de calidad de vida, como lo son la esperanza de vida, el PBI per cápita, la estabilidad política y la tasa de desempleo (EIU 2004:2), es un reflejo del nivel de ingreso que posee una persona o familia. Asimismo, ayuda a satisfacer necesidades básicas como la alimentación, vivienda, salud y educación, ya que estas necesidades requieren el uso de energía eléctrica en su procesamiento, construcción, preservación e iluminación.

2.1.2.4 LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL MEDIO AMBIENTE

Las actividades eléctricas como la generación, transmisión, distribución y el consumo mismo por parte de los clientes, generan impactos ambientales considerables. La quema de combustibles fósiles para la producción eléctrica, la modificación de ecosistemas para construcción de presas y centrales eléctricas, la instalación de torres de tensión y el tendido de redes para el transporte de la electricidad y el impacto del consumo de energía son algunos de ellos.

Entre las actividades eléctricas señaladas la que produce mayores impactos es la generación, en especial cuando la operación de la misma depende de combustibles fósiles. La energía eléctrica es una energía poco nociva para el medio ambiente pero la construcción de centrales eléctricas y sus operaciones son las que generan el mayor impacto. Aparte de las emisiones propias de la quema de combustible en las centrales eléctricas, existe el ruido que producen las mismas y también, algunos residuos sólidos.

La transmisión y distribución de la energía eléctrica tienen impactos. Estos tienen alcance sobre la fauna de aves, la generación de campos electromagnéticos, además de otros de orden visual, como, por ejemplo, el impacto estético de las redes de tensión sobre patrimonios naturales, históricos y culturales.

2.1.3 EL COSTO SOCIAL DE LA ELECTRICIDAD

Los costos sociales generados por la interrupción del suministro eléctrico pueden ser de dos tipos: *costos directos* o *costos indirectos*. Los primeros son consecuencia inmediata de la falta de energía eléctrica, como, por ejemplo, los daños en equipos, deterioro en alimentos, paro en cadenas de producción, etc. Los costos indirectos representan consecuencias derivadas de la falta de suministro eléctrico, tales como robos, saqueos y accidentes (UPS-CENTROSUR 2010:3).

La evaluación del costo de las interrupciones para el mejoramiento de la energía eléctrica al cliente final, también conocido como costo social de las interrupciones, representa uno de los principales esfuerzos que deben abordar las empresas distribuidoras de electricidad (LÓPEZ 2004:4). Sin embargo, los factores que influyen en el costo de la falla dificultan la valorización del mismo. La magnitud de la falla, la duración, el tipo de usuario afectado, el nivel de tensión del afectado y el nivel de vida alcanzado constituyen algunas de las dificultades.

2.1.3.1 LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Como se mencionó, los costos generados de la falta de calidad para los clientes por interrupciones en el suministro pueden ser directos o indirectos. Asimismo, los problemas de valorar económicamente los costos indirectos y la variedad de tipos de clientes complejizan la determinación del costo por falta de calidad en el suministro. Lo que se aplica en la actualidad, es un índice conocido como la energía no suministrada (ENS) la cual mide el grado de pérdidas económicas o de incomodidad del cliente.

La ENS es un índice aplicado también en otros países de la región como Argentina, Chile y Colombia, y en Europa en Inglaterra, Gales y España. En un inicio consideraba solo el valor de precio de venta de energía eléctrica a los usuarios. Sin embargo, esta concepción de energía eléctrica no vendida por las distribuidoras fue cambiando e incluyendo otros aspectos, como el costo generado a los clientes obtenido mediante encuestas. Por ello es

un coste social, y lo que hacen las empresas es estimarlo económicamente, mediante distintas fórmulas, para tener una idea de lo que deja de percibir la sociedad por interrupciones en el suministro de energía eléctrica (UPS-CENTROSUR 2010:20).

El índice de energía no suministrada considera solo la duración de las interrupciones en el suministro eléctrico, es decir, no toma la cantidad o repetición de los mismos.

CAPÍTULO 3: EL SECTOR ELÉCTRICO

3.1 MARCO LEGAL

Las principales normas que rigen la actividad de la compañía son las siguientes:

3.1.1 LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

En el Perú el sector eléctrico se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), promulgada en el año 1992, y por su reglamento, promulgado en el año 1993. De acuerdo a dicha ley, el sector eléctrico peruano se divide en tres grandes actividades: generación, transmisión y distribución. A partir del año 2000, el sistema eléctrico peruano está conformado por solo un sistema interconectado nacional (SINAC), además de algunos sistemas aislados.

La operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión está sujeta a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Integrado Nacional (COES-SINAC) con el objetivo de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la operación de las centrales eléctricas al costo mínimo. Asimismo, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, incluye la participación de distribuidoras y clientes libres como miembros de COES en el mercado de corto plazo, además de las empresas de generación eléctrica.

3.1.2 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), cuya función es supervisar las actividades de las empresas en los sectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

3.1.3 NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos. La responsabilidad de su implementación y aplicación recae en OSINERGMIN, así como la aplicación de penalidades y compensaciones, tanto a empresas eléctricas como a clientes, en casos de incumplimiento de la norma.

3.1.4 LEY ANTIMONOPOLIO Y ANTIOLIGOPOLIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En el año 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico la cual establece que las concentraciones de tipo vertical u horizontal en los subsectores de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica estarán sujetas a un procedimiento de autorización para evitar el impedimento o disminución de la competencia. La autorización se realizará ante el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) cuando la concentración involucre un porcentaje igual o superior al 15% del mercado en el caso de la concentración horizontal, y en el caso de concentración vertical un porcentaje igual o superior al 5%¹.

¹ Se llama concentración horizontal cuando se asocian empresas de un mismo sector, mientras que la concentración vertical es con empresas de actividades complementarias.

3.1.5 LEY QUE ESTABLECE EL MECANISMO PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO REGULADO

Esta ley, publicada en el año 2008, indica que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad que no cuenten con contratos de suministro de energía eléctrica serán asumidas por los generadores según el procedimiento que OSINERGMIN establezca.

3.2 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las reformas en el sector eléctrico estuvieron determinadas, en parte, por la Ley de Concesiones Eléctricas promulgada en 1992. En ella, se divide el sector en las actividades de generación, transmisión y distribución con un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia, y otro de precios regulados según sea necesario. De esta forma, existen metodologías para obtener el precio máximo de generación, transmisión y distribución² y un órgano encargado de fijar las tarifas³. Asimismo, este sector se encuentra compuesto por cinco actores los cuales son: los usuarios o clientes, las empresas eléctricas, el Comité de Operación Económica de Sistema Integrado Nacional, Ministerio de Energía y Minas y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas junto con el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual.

3.2.1 LOS USUARIOS O CLIENTES

El consumidor final de energía es catalogado como cliente libre o regulado dependiendo de su demanda de potencia.

3.2.1.1 CLIENTES LIBRES

² Esta metodología se encuentra descrita en la Ley de Concesiones Eléctricas.

³ La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), como veremos más adelante.

Los clientes libres son aquellos cuya demanda de potencia es mayor a 2,5 Megawatts (MV). Asimismo, aquellos clientes cuya demanda se sitúe entre 0.2 MV y 2.5 MV, pueden elegir el ser catalogados como cliente libre o regulado.

3.2.1.2 CLIENTES REGULADOS

Los clientes regulados representan la gran mayoría de clientes de las empresas distribuidoras. Son aquellos usuarios cuya demanda de potencia es inferior a 0.2 MV.

3.2.2 LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

3.2.2.1 GENERACIÓN

La actividad de generación comprende la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eléctricas y la comercialización de la energía en bloque. Son las encargadas de producir y proveer el abastecimiento de energía eléctrica según estimaciones de la demanda. En este sector se permite la libre competencia, según la LCE, por el agotamiento temprano de las economías de escala y al avance de la tecnología que ha permitido la reducción de las barreras de entrada.

3.2.2.2 TRANSMISIÓN

Esta actividad transfiere la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hasta las distribuidoras a través de largas distancias, lo que involucra fuertes inversiones en infraestructura. El sistema de transmisión comprende los conductores eléctricos que son sostenidos por estructuras de acero, madera o postes y las subestaciones de transformación, las que permiten el transporte y la entrega de energía eléctrica a las distribuidoras. Esta actividad tiene características de monopolio natural motivo por el cual está sujeta a regulación estatal.

3.2.2.3 DISTRIBUCIÓN

Las empresas distribuidoras son las encargadas de llevar la energía eléctrica al usuario final. La distribución y comercialización de la energía se realiza en un ámbito territorial exclusivo, una concesión, en condiciones de monopolio natural. Esta actividad requiere de redes de distribución eléctrica que pueden ser de baja o media tensión, aéreas o subterráneas.

3.2.3 COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMA INTEGRADO NACIONAL (COES-SINAC)

Es un organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, y garantiza la seguridad del abastecimiento de la energía y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

3.2.4 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)

El Estado, a través la Dirección General de Electricidad (DGE) adscrita al Ministerio de Energía y Minas (MEM), ejerce las funciones en materia normativa dentro del sector y es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones (BONIFAZ 2001:21).

3.2.5 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN) E INSTITUTO DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA Y LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI)

El primero, a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), es el encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del sector eléctrico e hidrocarburos, además, es el responsable de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución. Por otro lado, INDECOPI vela por la aplicación de normas de libre competencia así como otras normas dentro de sus funciones.

CAPÍTULO 4: LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

4.1 LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de Distribución ofrece un servicio básico: la energía eléctrica, la cual no es almacenable y es indispensable para el desarrollo de la economía. Esta es recibida desde las generadoras o transmisoras y llevadas al usuario final a través de redes de distribución aéreas o subterráneas. La inversión para el desenvolvimiento de esta actividad es elevada y la distribución de la electricidad requiere de sistemas de redes en toda un área geográfica, por ello las distribuidoras de electricidad poseen áreas de responsabilidad o concesiones. El monopolio regulado es la forma más eficiente de llevar a cabo la actividad ya que impide la instalación de redes paralelas de otras empresas que elevarían los costos operativos trasladándolos al cliente final (BWS 2002:2).

Se puede distribuir la energía eléctrica en tres tipos distintos de voltaje: redes de alta tensión (AT), redes de media tensión (MT) y redes baja tensión (BT) como detallaremos más adelante. Para efectos de la presente investigación nos centraremos en la distribución de energía eléctrica para los clientes de baja tensión.

4.2 PRINCIPALES ELEMENTOS

4.2.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones de distribución eléctrica tienen la finalidad de transformar el voltaje de la corriente eléctrica, procedente de las generadoras o transmisoras, para su posterior distribución a los usuarios finales. Las subestaciones de distribución o SED's suelen ubicarse de manera muy próxima a sus clientes.

4.2.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución eléctrica llevan la energía de las subestaciones de distribución (SED) hasta el usuario final. Las redes o líneas de distribución pueden ser aéreas, si son sostenidas por postes, o subterráneas, si van por debajo de la superficie. Asimismo estas redes pueden ser de alta tensión (AT), media tensión (MT) o baja tensión (BT) según el voltaje que empleen, como se ha mencionado anteriormente.

4.3 REGULACIÓN

4.3.1 TARIFAS

En un monopolio natural exento de competencia, OSINERGMIN fija las tarifas del mercado de clientes regulados, mientras que para el caso de los clientes libres, las distribuidoras compiten directamente con las generadoras, por lo que el precio es el resultado de las negociaciones con los clientes. Las tarifas del mercado regulado se componen de dos elementos: (i) la tarifa en barra, que es el precio al que la distribuidora compra la energía de las generadoras e incluye los costos de transmisión; y (ii) el valor agregado de distribución (VAD), que comprende los costos unitarios de facturación y cobranza, las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación de la distribución. El proceso de cálculos de tarifas parte del valor nuevo de reemplazo (VNR), que estima el costo de renovación de los activos de la empresa distribuidora con equipos de última tecnología tomando en cuenta las características de cada zona de concesión. (BWS 2002:5)

Asimismo, la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las tarifas deben ser determinadas de forma tal que otorguen una rentabilidad de 12% sobre los activos de una “empresa eficiente” equivalente, a modo de incentivo económico para el desarrollo del sector. Sin embargo, ello no quiere decir que la legislación garantice una rentabilidad real para la empresa. Dependiendo de los parámetros definidos por el regulador, se pueden mostrar resultados negativos si las pérdidas de energía o los costos sobrepasan a los considerados como eficientes por el regulador. (BWS 2002:6)

4.3.2 SUBSIDIOS

En cuanto a subsidios, Osinergmin administra el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE), creado por la Ley N°27510, la cual establece un sistema de subsidio cruzado entre consumidores que beneficia a los usuarios residenciales cuyos consumos son menores de 100 kWh hora por mes. El descuento que brinda el subsidio puede ser fijo, si el consumo está entre 30 y 100 kWh, o proporcional si está por debajo de 30 kWh. El subsidio es financiado con un recargo a los clientes regulados con consumos mayores a 100 kWh. Los descuentos por subsidio se aprecian a continuación:

Cuadro N°01: Subsidio cruzado del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

Usuarios	Sector*	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 Kwh/mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 Kwh/mes hasta 100 Kwh/mes
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 Kwh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	50% del cargo de energía	15 Kwh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 Kwh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	62.5% del cargo de energía	18.75 Kwh/mes por cargo de energía

* El sector será considerado Urbano, Urbano-Rural o Rural, de acuerdo con la clasificación de los sectores de distribución típicos a establecer por el Ministerio de Energía y Minas.

Fuente: Ley N°27510. Elaboración propia.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es el sistema que suministra la electricidad a gran parte del país, sin embargo, existen algunos sistemas que aún no se han conectado al SEIN y se les conoce como sistemas aislados. La interconexión al SEIN representa una mejora de la calidad del suministro y a la vez, un incremento tarifario debido a la reducción de los descuentos en comparación a los de los sistemas aislados.

4.3.3 APORTES

La Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos establecen una retribución por parte de los titulares de concesión, como aporte por regulación, que no podrá exceder del 1% de sus ventas anuales. Además, se les debe proporcionar periódicamente información estadística sobre distribución, calidad y precios, así como información económica y financiera.

4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

4.4.1 LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución de energía eléctrica requiere de las redes de distribución para llevar potencia y energía a los clientes finales. Las redes son conformadas por líneas de distribución las cuales pueden ser aéreas o subterráneas. Las redes son clasificadas según su nivel de tensión sustentadas en dos factores: en primer lugar, las necesidades de potencia que contrata un cliente y, segundo, la distancia que debe recorrer la electricidad por la línea de distribución, ya que está sujeta a pérdida natural la cual se minimiza mientras más alta sea la tensión transferida.

4.4.1.1 REDES AT

En las redes de alta tensión recorren voltajes que superan los 100 kV. Asimismo, requiere de equipos especializados para su mantenimiento, manipulación y otras operaciones para brindar una mayor seguridad y calidad en el suministro del servicio.

4.4.1.2 REDES MT

Recorren por estas redes tensiones ubicadas entre los 1 kV y 100 kV. Estas redes pueden atender clientes con necesidades energéticas en el rango antes mencionado como instalaciones industriales de importancia.

4.4.1.3 REDES BT

Las redes de baja tensión son aquellas destinadas a satisfacer la demanda de los clientes finales o pequeños negocios que no requieren de mayores niveles de potencia eléctrica. Para clientes residenciales se emplean voltajes de 110-220 voltios y para consumo industrial de 500-600. El costo por kWh de estas redes es mayor que para las redes de media tensión (DAMMERT, GARCÍA & MOLINELLI 2010:213).

4.4.2 TOPOLOGÍA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las topologías de las redes y su diseño permiten disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones. Existen tres tipos de topología:

4.4.2.1 SISTEMAS RADIALES

Aquellos cuyas líneas salen desde una subestación hacia un área de consumo pueden ramificarse pero no volverán a encontrar punto común. Si bien es el sistema más barato la seguridad de la calidad del suministro se ve disminuida.

4.4.2.2 SISTEMAS EN ANILLOS

Los sistemas en anillos brindan mejor seguridad de suministro y pueden ser alimentados de varias fuentes al mismo tiempo. El número de anillos que se forman es reducido y puede tener ramificaciones. En caso falle una fuente de energía se puede mantener el suministro eléctrico con las fuentes restantes.

4.4.2.3 SISTEMAS ENMALLADOS

Se les conoce como enmallados ya que en todas las líneas de distribución se forman anillos que dan a la estructura final una apariencia similar a una malla. Brinda así la mayor seguridad en el suministro del servicio y el mayor de los costos también (DAMMERT & OTROS 2010:213).

4.5 CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS

4.5.1 LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Los costos de la distribución de energía incluyen en valor del capital, el costo de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía.

4.5.1.1 COSTO DE CAPITAL

El costo de capital de una empresa distribuidora es igual al valor de la depreciación de sus instalaciones más los intereses que genera el capital invertido (DAMMERT & OTROS 2010:214), considerando principalmente el valor de las instalaciones de distribución y los equipos. El costo del capital puede ser evaluado en la práctica de tres formas:

- Costo histórico: representa el valor efectivamente pagado por la distribuidora por sus instalaciones y equipos descontando la depreciación acumulada.
- Costo de reposición: representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos en la actualidad, sin tener en cuenta la obsolescencia de la tecnología utilizada.
- Costo de sustitución o valor nuevo de reemplazo (VNR): representa el costo de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado actualmente utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo.

4.5.1.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a los costos necesarios para ofrecer el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada. Entre ellos tenemos los mantenimientos de las redes y las remuneraciones del personal técnico y administrativo, propio y de terceros.

Los costos de operación y mantenimiento varían entre las empresas distribuidoras debido a la densidad poblacional o características del servicio que poseen sus respectivas áreas de concesión. Ello debido a que el costo promedio en una zona rural será mayor que en la zona urbana por la distancia entre los clientes y un menor consumo de kWh por usuario. Por lo tanto, los costos de operación y mantenimiento guardarán relación con la concentración poblacional y los niveles de consumo de energía eléctrica (DAMMERT & OTROS 2010:215).

4.5.1.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Las pérdidas de energía en el país se ubican en un orden del 7.6% (OSINERGMIN 2011). Entre las pérdidas podemos diferenciar dos tipos, las pérdidas conocidas como *técnicas* son aquellas resultantes de las condiciones propias de las instalaciones. Son pérdidas naturales del uso de las redes y de la carga de las mismas, así como de la circulación por las redes de distribución. El otro tipo de pérdidas de potencia y energía son las *no técnicas*, entre las cuales figuran el robo o hurto de energía (sin sistemas de medición), fraude (manipulación del equipo de medición) o por la propia administración, por ejemplo, mantener en campo medidores obsoletos, falla en la medición o el algún proceso administrativo relacionado (RUIZ 2008:26).

4.6 CLIENTES

En baja tensión los clientes se encuentran segmentados de la siguiente forma:

4.6.1 RESIDENCIALES

El sector residencial está compuesto por unidades familiares, son considerados el usuario final del servicio de energía eléctrica y representan aproximadamente el 77% de las ventas anuales de energía de la compañía (ver Anexo N° 01). Los usos más comunes de la energía eléctrica en este sector son para la cocción de alimentos (microondas o cocinas

eléctricas), calentamiento del agua (termas eléctricas), aire acondicionado y ventiladores, artefactos electrodomésticos (refrigeradoras, televisores, etc.) e iluminación.

4.6.2 COMERCIALES

El sector comercial considera actividades de servicios, comerciales y de actividad pública. Entre las más demandantes de energía tenemos al comercio al por mayor y menor, administración pública y defensa, transporte y comunicaciones, intermediación financiera entre otros. El requerimiento energético de las actividades antes mencionadas está ligada al nivel de actividad económica de esa rama desarrollo. Asimismo, aparte del factor económico, otro aspecto que puede influenciar en las necesidades de energéticas de un sector es la política que este aplicando el Estado en la promoción y desarrollo del sector influyendo en la evolución del mismo.

4.6.3 INDUSTRIALES

En este sector se encuentran por ejemplo la industria manufacturera, las producciones de caucho y plástico, y la fabricación de productos textiles como los mayores demandantes de energía eléctrica. El consumo energético dependerá de la rama industrial en la que el negocio se desempeña o del tipo de producto que fabrique. La tecnología que se emplee, el nivel de cantidad que se produzca, el tipo de proceso productivo y el régimen de producción determinarán el nivel energo-intensivo de la industria y sus necesidades eléctricas (BOUILLE 2004:128).

CAPÍTULO 5: CALIDAD DEL SUMINISTRO

En un monopolio regulado como el del sector eléctrico donde los precios son controlados mediante tarifas, las empresas distribuidoras de electricidad buscan maximizar sus beneficios. Las redes de distribución eléctrica son el medio por el cual estas empresas

logran colocar y vender la energía al usuario final. La calidad del suministro en la distribución representa la continuidad del servicio eléctrico, por la cual el cliente no ve deteriorada su calidad de vida o afectados sus niveles de producción según sea el caso, ni las distribuidoras afectados sus beneficios.

En las empresas distribuidoras existe una clara relación entre los niveles de inversión que pueda realizar y la calidad del servicio que les pueda brindar a sus clientes. Es decir, si una empresa detiene sus inversiones y el mantenimiento de redes y equipos estaría disminuyendo progresivamente la calidad del suministro eléctrico. Las empresas que realizan esta actividad deben buscar el punto óptimo entre sus costos y la calidad del servicio que desean brindar.

La calidad del suministro puede ser estudiada desde cuatro aspectos distintos, siendo los dos primeros componentes de la calidad técnica. Son los siguientes:

- a) La calidad del producto: considera principal la tensión, frecuencia y perturbaciones eléctricas.
- b) La calidad del suministro: considera las interrupciones en el sistema eléctrico.
- c) La calidad comercial: considera la atención al cliente, la facturación y registro, y la medición del consumo.
- d) Alumbrado público: responsabilidad de la empresa concesionaria en nuestro país. Considera los niveles de iluminación de acuerdo a la zona (DAMMERT & OTROS, 2010:288-292).

En la presente investigación nos centraremos en la calidad del suministro y el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión eléctrica.

5.1 LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

La continuidad del suministro puede ser medida por el número de interrupciones en el suministro eléctrico y por la duración de las mismas. Ambos índices o indicadores se

encuentran ligados a las políticas de inversión y mantenimiento que pueda tener la empresa.

5.1.1 INDICADORES

En el Perú, los indicadores establecidos por OSINERGMIN (OSINERGMIN 2011:9) son los siguientes:

- SystemAverageInterruptionFrequencyIndex(SAIFI): mide la frecuencia media de interrupción por usuario en un periodo determinado.
- SystemAverageInterruptionDurationIndex (SAIDI): mide el tiempo total promedio de interrupción por usuario en un periodo determinado.

Gráfico N°02: Indicadores de calidad del suministro eléctrico

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N} \quad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

Fuente: Osinergmin 2011- Calidad de Suministro en el Perú: Caso Electronorte.

Donde:

t_i = Duración de cada interrupción

u_i = Número de usuarios afectados en cada interrupción

n = Número de interrupciones del periodo

N = Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

5.1.2 TIPOS DE INTERRUPCIONES

Una interrupción en el suministro eléctrico debe entenderse como una pérdida total de tensión eléctrica. Las interrupciones pueden ser de dos tipos: programadas o imprevistas, como veremos a continuación.

5.1.2.1 INTERRUPCIONES PROGRAMADAS MT/BT

Las interrupciones programadas son aquellas en las cuales la empresa distribuidora genera una interrupción en el suministro eléctrico del cual tiene consciencia el cliente. La empresa programa el día, la hora y el tipo de trabajo a realizar, y comunica mediante publicaciones en periódicos (La República y Expreso) y mediante volantes entregados en los domicilios a los usuarios afectados la hora de inicio y término de la interrupción (ver Anexo N° 02).

5.1.2.1.1 POR MANTENIMIENTO

Las interrupciones programadas por mantenimiento requieren del corte de energía eléctrica para llevar a cabo labores de mantenimiento en el área seccionada.

5.1.2.1.2 POR EXPANSIÓN

Las interrupciones programadas por obras o expansión requieren también del corte de suministro eléctrico para la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema eléctrico de baja tensión.

5.1.2.2 INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT

Las interrupciones no programadas o imprevistas son aquellas fallas que ocurren inesperadas en el sistema eléctrico. Las interrupciones imprevistas pueden ser clasificadas como se mostrará a continuación:

5.1.2.2.1 FALLAS PROPIAS

Las fallas propias son aquellas originadas por la empresa distribuidora. Muchas de ellas están relacionadas a los temas de mantenimiento, calidad de los equipos, obsolescencia de los mismos o maniobras erróneas en las operaciones de campo por parte del personal técnico.

5.1.2.2.2 AMBIENTALES

Son fallas originadas por la naturaleza. Las fallas pueden darse en las redes de distribución o en las subestaciones de distribución.

5.1.2.2.3 TERCEROS

Son fallas que no involucran las dos primeras arriba mencionadas ni al cliente. Estas fallas interfieren en el suministro continuo de energía y el equipamiento eléctrico.

5.1.2.2.4 HURTO

Es el robo del equipamiento eléctrico o de las redes de distribución por terceros.

5.1.2.2.5 CLIENTES

Son interrupciones imprevistas originadas por los propios clientes de la empresa.

En la clasificación de las fallas anteriores solo se han considerado las fallas que ocurren en el sector distribución descartando, por el enfoque de la investigación, las fallas que puedan originarse en los sectores generación y transmisión.

5.1.3 COMPENSACIONES POR INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT

El Estado, a través de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Norma Técnica de Calidad del Sector Eléctrico, establecen parámetros para regular la calidad del suministro eléctrico. Los clientes son facturados a partir de una medición específica de consumo mensual y una tarifa establecida. Asimismo, puede recibir descuentos en su factura por concepto de mala calidad en el suministro eléctrico como lo son las interrupciones en el mismo. Estos saldos a favor al cliente, o compensaciones, buscan el resarcimiento o contraprestación por un daño o perjuicio sufrido. Ellas se realizan a los clientes más no al

organismo regulador, y se efectúan en la facturación del mes siguiente de producida la interrupción.

5.1.3.1 COMPENSACIONES POR LCE

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que toda interrupción imprevista mayor a cuatro horas está sujeta a una compensación económica por el costo de la potencia y la energía no suministrada, excepto en aquellas por causa imputables al usuario afectado. La compensación se efectúa como un saldo a favor en la facturación al mes siguiente de producida la interrupción.

La tarifa BT5, la cual es la tarifa mayoritaria para los clientes residenciales, está compuesta por el consumo de energía más un cargo fijo por la potencia contratada. Para la valorización de la compensación a los clientes se utilizan los siguientes cálculos:

5.1.3.1.1 COMPENSACIÓN POR ENERGÍA

Gráfico N°03: Indicadores de calidad del suministro eléctrico

$$\text{Monto}_{a\text{comp}} = (CR - CE_{\text{cliente}}) * E_{\text{comp}} \quad (1)$$

Fuente: La compañía. *Teoría de compensaciones 2012*

Donde:

Monto_{a comp} = Monto en S/. a compensar

CR = Costo de Racionamiento vigente a la fecha de la interrupción.

CE_{cliente} = Tarifa por energía vigente a la fecha de interrupción

E_{comp} = Energía a compensar

Las compensaciones mensuales por interrupciones imprevistas tienen tres variables: el coste de racionamiento (el cual es un costo fijo que es actualizado por el ente regulador cada seis meses), la tarifa eléctrica del cliente (en baja tensión la tarifa mayoritaria es la BT5), y la energía a compensar (que es el consumo promedio al año anterior de la

interrupción). La LCE define el costo de racionamiento como el costo promedio incurrido por los clientes al no disponer de energía eléctrica, y tener que obtenerla de fuentes alternativas.

5.1.3.1.2 DESCUENTO EN CARGO FIJO POR POTENCIA

Se deberá descontar del cargo fijo por potencia de los clientes que les corresponda un monto igual al que surja del siguiente cálculo:

Gráfico N°04: Indicadores de calidad del suministro eléctrico

$$Monto_{a\ comp} = P_{comp} * CP_{cliente} \quad (2)$$

Fuente: La compañía. *Teoría de compensaciones 2012*

Donde:

Monto_{a comp} = Monto en S/. a compensar

P_{comp} = Potencia a compensar

CP_{cliente} = Tarifa por potencia vigente a la fecha de interrupción

No se incluirán en el cálculo aquellas interrupciones relacionadas con: casos de fuerza mayor debidamente comprobadas por la autoridad, las programadas y comunicadas con cuarenta y ocho (48) horas mínimas de anticipación, las interrupciones por morosidad (deuda) y las interrupciones debidas a fallas propias del cliente (defectos internos).

El monto total a compensar para cada cliente por energía y potencia es igual a (1) + (2). Asimismo, las compensaciones por interrupciones según la Ley de Concesiones Eléctricas deben ser informadas mensualmente a Osinergmin.

5.1.3.2 COMPENSACIONES POR NTCSE

La compensación por Norma Técnica de Calidad en el Sector Eléctrico (NTCSE) se efectúa a los clientes cuando en el acumulado de seis meses se supere los límites para las interrupciones permitidas por la NTCSE en frecuencia y/o duración. La compensación se

realiza en la facturación del mes siguiente al semestre. Para efectos de la compensación no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos, las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por el ente regulador y las interrupciones debidas a fallas propias del cliente (defectos internos).

Además para el procesamiento de la información y determinación de las compensaciones se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- Interrupciones por morosidad u otras causas: están relacionadas con el domicilio de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro.
- Casos de fuerza mayor: son los casos de desastres naturales como movimientos sísmicos, maremotos, vientos huracanados, desborde de ríos, huacos o inundaciones, descargas atmosféricas, acciones de terceros como postes chocados, cables picados, hurto de conductores y/o fusibles, actos vandálicos, corte provocado por inundaciones debido a deficiencias en los ductos de agua potable y alcantarillado, simulacros a solicitud de entidades públicas, corte a solicitud del cliente o por fallas en las instalaciones internas del mismo, etc. Solo los casos debidamente comprobados y calificados como tales por la autoridad competente.
- Usuarios con antigüedad menor a seis meses: comprenden la estimación de la energía a emplear para el cálculo de la compensación por incumplimiento en los niveles de calidad del suministro será definida en función al consumo habido, proyectado para un periodo semestral.
- Suministros dados de baja: para este caso se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral se determinará proyectando los valores de energía facturados.

La valorización para el descuento respectivo se realizará tomando en cuenta los siguientes cálculos:

Gráfico N°05: Indicadores de calidad del suministro eléctrico

$$Comp = e * E * ENS$$

$$E = \left[1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right]$$

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - d)} * D$$

Fuente: La compañía. *Teoría de compensaciones 2012*

Donde:

Comp = Compensación por Calidad de Suministro

e = 0,35 US\$/kWh

N' y D' = Tolerancias permitidas según NTCS

d = Duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre

N y D = Indicadores de calidad (frecuencia y duración)

NHS = Número de horas del semestre

ENS = Energía No Suministrada

ERS = Energía registrada en el Semestre

N= Frecuencia total ponderada del semestre = $k_1 + k_2 + \dots + k_n$

D = Duración total ponderada del semestre = $d_1 * k_1 + d_2 * k_2 + \dots + d_n * k_n$

La NTCSE establece las siguientes ponderaciones:

- En cuanto a frecuencia: las interrupciones imprevistas tienen un valor de 1 ($k_i=1$), mientras que en las programadas para expansión el valor es de la mitad.
- En cuanto a duración: las interrupciones imprevistas tienen un valor de 1 ($k_i=1$), mientras que en las programadas para mantenimiento y expansión son de 0.5 y 0.25 respectivamente.

Las ponderaciones demuestran que las interrupciones imprevistas son penalizadas al 100%, y la resolución de las mismas las hace prioritarias a las programadas. Asimismo, las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para la baja tensión son las siguientes:

- Número de interrupciones por cliente (N'): 06 interrupciones/semestre
- Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D'): 10 horas/semestre

Si el cliente recibe una compensación en un mes por la LCE y al fin de semestre por la NTCSE, no es que se esté penalizando a la empresa dos veces. La compensación semestral toma en cuenta la compensación mensual y el cliente recibe la diferencia con la compensación total.

CAPÍTULO 6: LA EMPRESA

6.1 DESCRIPCIÓN

La compañía es una empresa concesionaria de servicios públicos dedicada a la distribución y comercialización de la energía eléctrica en sus zonas de responsabilidad dentro Lima Metropolitana y Lima Provincias. Atiende a cincuenta y dos distritos en forma exclusiva y comparte, con la empresa distribuidora de la otra parte de la concesión, cuatro distritos adicionales: Lima Cercado, Jesús María, San Isidro, y El Agustino. En la zona metropolitana, la concesión de la compañía comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad. La zona de concesión acumula un total de 2240 km² de los cuales 1838 km² corresponden al área de responsabilidad sin contar Lima Provincias. Asimismo, la compañía es una empresa privada de capitales extranjeros con operaciones en otros países.

6.2 HISTORIA

En la década de los noventa, la economía peruana llevó a cabo varios programas de reformas económicas encontrándose entre ellos la privatización de importantes empresas estatales. En el caso del sector eléctrico, se autoriza a ElectroPerú y a ElectroLima constituirse en empresas estatales de derecho privado para así permitirles participar del proceso de promoción de la inversión privada, además, la oferta de electricidad fue dividida en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución.

Electrolima fue dividida en cinco empresas que comprenden una generadora (Edegel) y cuatro distribuidoras (Luz del Sur, Edelnor, Ede-Chancay y Ede-Cañete) e inició su proceso de privatización en mayo de 1992. La compañía adquiere una de las distribuidoras mediante concurso público internacional en julio de 1994, adjudicándose el 60% de las acciones de la empresa distribuidora de electricidad. Las distribuidoras Ede-Chancay y Ede-Cañete fueron posteriormente adquiridas por Edelnor y Luz del Sur respectivamente.

Actualmente la compañía es una de las dos concesionarias del servicio público de electricidad, con carácter de plazo indefinido, en Lima y algunas Provincias de Lima.

6.3 MISIÓN Y VISIÓN

Misión

“Somos una compañía de servicios especializada en la distribución, comercialización y buen uso de la energía eléctrica. Proporcionamos servicios eficientes, para mejorar la calidad de vida de nuestros clientes, innovando y contribuyendo al desarrollo del país. Realizamos nuestra tarea a través de personas y procesos que garantizan la calidad, la seguridad y el beneficio económico para la población, lo que genera bienestar para los clientes y trabajadores y mayor valor para los accionistas”.

Visión

“Ser reconocidos como la mejor empresa de servicios del Perú”.

6.4 VALORES ORGANIZACIONALES

- *Personas*: aseguramos las oportunidades de desarrollo en base al mérito y a la aportación profesional.
- *Trabajo en equipo*: fomentamos la participación de todos para lograr un objetivo común, compartiendo la información y los conocimientos.
- *Conducta ética*: actuamos con profesionalidad, integridad moral, lealtad y respeto a las personas.
- *Orientación al cliente*: centramos nuestro esfuerzo en la satisfacción del cliente, aportando soluciones competitivas y de calidad.
- *Innovación*: promovemos la mejora continua y la innovación para alcanzar la máxima calidad desde criterios de rentabilidad.
- *Orientación a resultados*: dirigimos nuestras actuaciones hacia la consecución de los objetivos del proyecto empresarial y la rentabilidad para nuestros accionistas, tratando de superar sus expectativas.
- *Comunidad y Medio Ambiente*: nos comprometemos social y culturalmente con la comunidad. Adaptamos nuestras estrategias empresariales a la preservación del medio ambiente.

6.5 ORGANIGRAMA

La compañía actualmente se encuentra conformada por trece gerencias: la Gerencia de Comunicaciones y relaciones Institucionales Perú, Recursos Humanos y Organización, Servicios Generales, Patrimonio, Regulación Perú, Jurídica Perú, Económico Financiero Perú, Auditoría, Aprovisionamiento, Asesoría Fiscal, Soporte Informático, Técnica y Comercial (ver Gráfico N°06).

Gráfico N° 06: Organigrama General



Fuente: La compañía. *Estructura Organizacional 2012*.

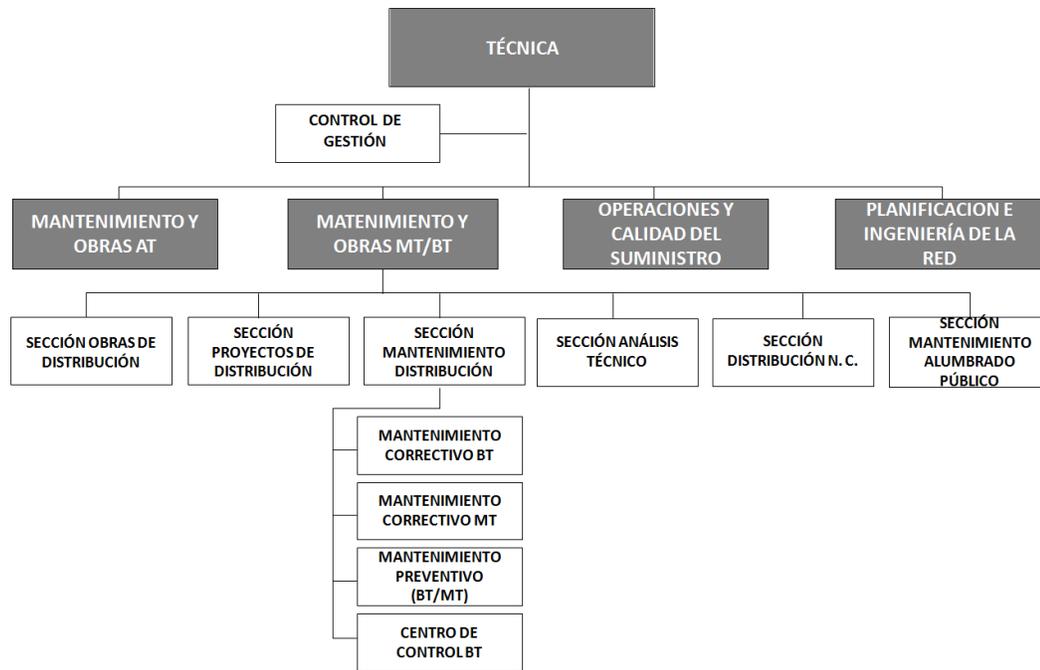
Para efectos de esta investigación solo será necesario centrarnos en la Gerencia Técnica y sus funciones, pues es la gerencia encargada del proceso de gestión de las interrupciones imprevistas en baja tensión eléctrica.

6.5.1 LA GERENCIA TÉCNICA

La Gerencia Técnica tiene las funciones de dirigir y controlar la planificación, diseño, construcción, mantenimiento y operación de la red eléctrica de la compañía, de acuerdo a las políticas corporativas y a las de la Gerencia General, con el fin de asegurar la llegada de energía eléctrica a los clientes acorto, mediano y largo plazo, en condiciones de calidad, fiabilidad, coste y tiempo.

Esta gerencia se encuentra conformada por la Subgerencia de Mantenimiento y Obras AT, la Subgerencia de Mantenimiento y Obras MT/BT, la Subgerencia de Operaciones y Calidad del Suministro y la Subgerencia de Planificación e Ingeniería de la Red (ver Gráfico N° 07).

Gráfico N° 07: Organigrama de la Gerencia Técnica



Fuente: La compañía. *Estructura Organizacional 2012.*

6.5.1.1 SUBGERENCIA DE MANTENIMIENTO Y OBRAS MT/BT

La Subgerencia de Mantenimiento y Obras MT/BT ejerce las siguientes funciones:

- Planificar y controlar el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las subestaciones de transmisión y distribución, y de las redes de alta, media y baja tensión.
- Controlar el comportamiento de la red eléctrica dirigiendo y coordinando las operaciones de las redes de alta, media y baja tensión.
- Coordinar la medición y elaboración de informes de la calidad del suministro eléctrico.
- Dirigir y coordinar la operación de las minicentrales térmicas e hidráulicas.
- Evaluación técnica de ofertas para la ejecución de obras.
- Ejecución de obras de subestaciones, líneas de alta, media, baja tensión y alumbrado público.

- Controlar y evaluar la administración de los servicios complementarios y el apoyo logístico de equipos, materiales y transporte.
- Controlar el cumplimiento de los reglamentos internos y de seguridad e higiene ocupacional y normas operativas de seguridad.

6.5.1.1.1 SECCIÓN MANTENIMIENTO DISTRIBUCIÓN

La Sección Mantenimiento Distribución es la encargada de realizar mantenimientos preventivos mediante interrupciones programadas del suministro eléctrico de energía en media tensión, y de reparar las fallas que se ocasionen en media y baja tensión ocasionadas por interrupciones imprevistas. Asimismo, lleva a cabo la coordinación en tiempo real con los contratistas en campo para la elaboración de los mantenimientos correctivos/preventivos correspondientes.

Otras de las funciones desempeñadas por estasección:

- Dirigir y controlar la estrategia del mantenimiento de las redes de distribución de MT/BT.
- Dirigir y controlar el plan anual de mantenimiento del sistema de distribución.
- Coordinar con los supervisores de los organismos de control durante la fiscalización
- Mantener la información del estado de las mini centrales de generación, redes y subestaciones
- Supervisar y controlar el cumplimiento de las normas de seguridad.

6.6 GESTIÓN DE INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT⁴

El proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión inicia cuando el cliente presenta una queja por la falta de servicio eléctrico⁵. Estas pueden ser ingresadas a través de los centros de atención de la compañía, a través de la página web, carta o por vía

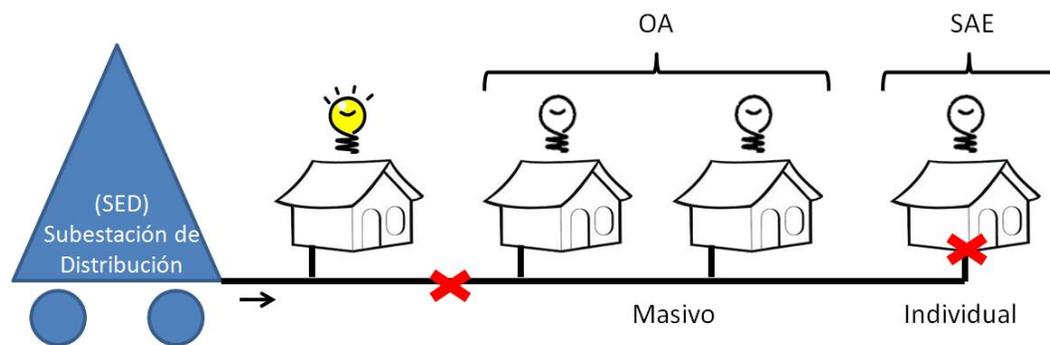
⁴ El detalle del proceso de atención de interrupciones imprevistas en baja tensión se puede observar en el flujograma del proceso que se presenta en el Anexo N° 03

⁵ Para mayor información sobre quejas, véase el marco teórico en el Anexo N° 04

telefónica. Sin embargo, el encargado del Despacho de Baja Tensión, donde todas las solicitudes son recepcionadas independientemente de su canal de ingreso, comenta que el 98% de las veces estas solicitudes de atención a interrupciones imprevistas ingresan por la vía telefónica⁶.

La llamada es recepcionada por una empresa que brinda servicios de *Contact Center*⁷, donde los teleoperadores registran la solicitud resultante en su sistema informático, toman los datos del cliente⁸ y proceden con el guión brindado por la compañía. El área de Despacho BT o Centro de Control BT⁹(ver Gráfico N°07) es la encargada de realizar el análisis de la situación y determinar si efectivamente la falla corresponde a baja tensión. El análisis se da según la magnitud de la falla, y puede clasificarse como SAE¹⁰ o como una OA¹¹. Mientras estas interrupciones dependan de la misma subestación de distribución (SED) seguirá siendo una falla en BT (ver Gráfico N°08). En caso contrario será una falla en los sistemas eléctricos de alta o media tensión.

Gráfico N° 08: Interrupciones en Baja Tensión SAE y OA



Fuente: Entrevista a Encargado de Despacho BT. Elaboración propia.

⁶ Debido a que la interrupción del suministro eléctrico se produce de un momento a otro, la vía predilecta por los usuarios es llamar al número de atención al cliente de la compañía antes de acudir a uno de sus locales o centros de servicios.

⁷ Empresa proveedora de servicios de entre los cuales se encuentra la realización y recepción de llamadas desde/hacia clientes. También conocidos como Call Centers.

⁸ El primer dato a tomar siempre será el número de suministro del cliente. En caso de no ingresarlo o ingresarlo erróneamente se deriva la llamada a un ejecutivo de servicios.

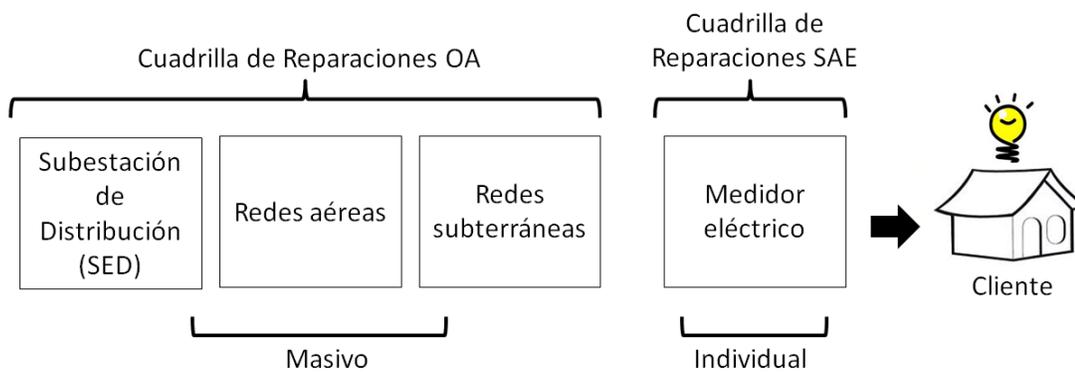
⁹ Lugar donde se supervisa, controla y comanda las operaciones del Circuito Eléctrico en tiempo real.

¹⁰ Orden generada por Call Center a solicitud del cliente por la falta de servicio eléctrico.

¹¹ Conjunto de SAE's relacionadas a una zona sin tensión eléctrica por una interrupción imprevista en baja tensión

Luego de determinar y confirmar el nivel de tensión de la falla y su nivel de gravedad, los operadores del Centro de Control generan una orden de trabajo SAE u OA, y envían a la cuadrilla de reparaciones BT¹² más cercana al lugar donde se registró la falla. Cuando la falla es reportada por un solo cliente es atendida por la cuadrilla de reparaciones SAE la cual revisa la circuitería del medidor¹³. A diferencia de una OA, este tipo de fallas se centra únicamente el medidor eléctrico del cliente afectado y sus componentes. Cuando la interrupción tiene un nivel de gravedad mayor y afecta a más de un usuario, la cuadrilla de reparaciones SAE se retira y acude la cuadrilla de reparaciones OA. Este tipo de fallas suelen encontrarse en las redes de distribución eléctrica las cuales, como hemos explicado anteriormente, pueden ser aéreas o subterráneas. Para la revisión de las mismas la cuadrilla de reparaciones OA debe usar escaleras y arnés para subir a los postes que sostienen las redes aéreas, o romper la acera con un martillo eléctrico para acceder a las redes subterráneas. En caso de una OA donde la falla no se detecta en la redes aéreas o subterráneas, la cuadrilla de BT retrocede en las redes de distribución hasta la subestación de distribución (SED) respectiva (ver Gráfico N° 09). Allí se revisan los fusibles para detectar si alguno se desconectó o se quemó, de ser el caso se coloca uno nuevo y se normaliza el sistema.

Gráfico N° 09: Funciones de las cuadrillas de reparaciones SAE y OA



Fuente: Entrevista a encargado de Despacho BT. Elaboración propia.

¹² Las cuadrillas de reparaciones son el grupo de técnicos que trabajan en campo encargados de solucionar y restablecer el servicio eléctrico. Las cuadrillas pueden ser de BT, MT o AT dependiendo de la falla. Este servicio es prestado por empresas contratistas.

¹³ Medidor eléctrico, instrumento que mide e indica la energía consumida por el cliente según kV/h.

Todas las interrupciones imprevistas son tratadas como emergencias¹⁴, por lo cual, al recibirlas cuadrillas de reparaciones una orden SAE u OA, deben trasladarse inmediatamente al lugar de la falla. Es decir, si una cuadrilla se encuentra realizando un trabajo de expansión o mantenimiento en una interrupción programada y ocurre una interrupción imprevista, esta debe dejar en estado pendiente la obra o mantenimiento.

Una vez en el lugar donde se llevó a cabo la afectación eléctrica, las cuadrillas de reparaciones deben avisar su llegada al Centro de Control de BT. En caso sea el lugar una zona peligrosa, deben solicitar resguardo policial. El Centro de Control coordina con la policía y se realiza el traslado respectivo.

En este momento del proceso, las actividades de las cuadrillas de SAE y OA divergen. Por un lado, la cuadrilla de SAE's se contacta con el cliente y realiza la inspección respectiva. Luego de ubicar la falla, debe determinar si es un problema interno o no. Si es un problema interno, es decir, dentro del domicilio del cliente, la cuadrilla informa al Centro de Control, y genera su descargo¹⁵. En caso contrario, la cuadrilla SAE realiza la reparación de la falla¹⁶. De ser una falla crítica, la cuadrilla debe informar al despacho y realizar su descargo. Asimismo, es posible que la cuadrilla SAE en su inspección identifique la falla y esta sea una OA. En ese caso, informa al Centro de Control de BT donde generan la OA correspondiente.

En el caso de una OA, la cuadrilla de reparaciones debe determinar si la falla se dio en las redes de distribución o en la subestación de distribución (SED) respectiva. La cuadrilla OA debe identificar las fallas en las redes sean estas aéreas o subterráneas. En caso la falla no se encuentre en las redes, debe dirigirse a la subestación de distribución (SED) correspondiente, realizar la reparación y normalizar el sistema. Asimismo, la cuadrilla registra los materiales empleados y los paños de vereda malogrados¹⁷ en caso la falla

¹⁴ Evento imprevisto que requiere acción inmediata ya sea por interrupción parcial o total, individual o masiva del servicio eléctrico.

¹⁵ Informe técnico que detalla la reparación de la falla que generó la interrupción en el suministro eléctrico de energía.

¹⁶ Las fallas internas no son reparadas por las cuadrillas de la compañía.

¹⁷ La reposición del estado de la vereda es realizado por otra empresa contratista, no por las cuadrillas de reparación.

hayasido subterránea. Finalmente informará al Centro de Control de BT y generará su descargo.

CAPÍTULO 7: DIAGNÓSTICO DEL PROCESO

7.1 METODOLOGÍA DEL DIAGNÓSTICO

El presente diagnóstico se sitúa específicamente en el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión eléctrica de la compañía. La elaboración del mismo se basa en la recolección y recopilación de datos a lo largo de la investigación e informaciones de fuentes primarias y secundarias.

Los documentos brindados por la compañía, las reuniones y las entrevistas realizadas al personal conforman las fuentes primarias de investigación. Las entrevistas se han ido realizando conforme se avanzaba en el análisis del proceso y se identificaban los responsables del mismo. Asimismo, la selección del personal a entrevistar partió de la sugerencia del Jefe de Análisis Técnico, quien tiene conocimiento de los responsables e involucrados en el proceso. La relación de entrevistas se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 02:Relación de personal entrevistado

Cargo	N°	Área
Jefe de Análisis Técnico	1	Mantenimiento y Obras MT/BT
Ingeniero de Mantenimiento	3	Mantenimiento Correctivo BT/MT
Tecnico Planificacion Mantenimiento	2	Mantenimiento Preventivo BT/MT
Coordinador Centro de Control BT	6	Centro de Control BT
Analista Calidad de Servicio	3	Operaciones y Calidad de Suministro
Analista de Control Técnico	2	Control de Gestión
Comprador	1	Compras Materiales Distribución
Comprador	1	Comercio Exterior, Logística y Compras

Fuente: Elaboración propia.

Las fuentes secundarias están conformadas por la bibliografía de autores especialistas en gestión de procesos y gestión de la calidad¹⁸. Asimismo, se ha considerado el mapeo de procesos¹⁹ como una herramienta gráfica relevante para mostrar cómo funciona organizacionalmente la compañía, a través de la identificación de sus procesos estratégicos, principales y de apoyo²⁰.

Posteriormente, se emplearon las siete herramientas básicas de gestión de la calidad²¹ como la hora de datos, representada por los registros del proceso, el diagrama de flujo, diagrama causa-efecto, diagrama de Pareto, histograma, diagrama de dispersión y gráficos de control, consideradas como las más útiles para la solución de problemas relacionados con la calidad.

Luego se identificaron y analizaron las principales variables del proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión con el fin de encontrar las posibles causas que estén afectando el desempeño del proceso.

De acuerdo a los resultados del diagnóstico se procedió a definir las acciones que la empresa debería implementar para atender cada uno de los problemas detectados, y a partir de ello, se elaboró una propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión.

7.2 CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS

Las causas de las interrupciones imprevistas en BT, como hemos explicado anteriormente, pueden ser clasificadas como propias, ambientales, terceros, hurto o clientes. Asimismo, las fallas imprevistas están divididas como fallas SAE's o fallas OA's (ver Cuadro N°03). Las SAE's son generadas a solicitud del cliente por la falta de

¹⁸ Para mayor información sobre calidad y gestión de la calidad véase el Anexo N° 05

¹⁹ Véase el marco teórico sobre los aspectos a considerar en la elaboración de un mapeo de procesos en el Anexo N° 06

²⁰ El mapeo de procesos realizado a LA COMPAÑÍA puede apreciarse en el Anexo N° 07

²¹ Para mayor comprensión, véase el marco teórico sobre las herramientas básicas de calidad en el Anexo N° 08

servicio eléctrico, mientras que las OA´s son generadas a partir de un conjunto de SAE´s, es decir, por la falta de suministro en más de un cliente pertenecientes a una misma SED.

Cuadro N° 03: Tipos de fallas en BT

Tipo de Falla	Descripción
SAE	Es una orden de trabajo para la atención de interrupciones imprevistas cuando esta no es mayor a un cliente.
OA	Es una orden de trabajo para la atención de interrupciones imprevistas cuando esta involucra a dos o más clientes.

Fuente: Elaboración propia.

Las causas que generan interrupciones en el suministro eléctrico de baja tensión se pueden observar en el Cuadro N° 04. Este cuadro contempla tanto causas de interrupciones SAE como OA, e incluye una breve descripción de las mismas.

Cuadro N° 04: Tipos de fallas en BT

Causas	Descripción
Causa no determinada	No se determinó la causa de la interrupción.
Choque de vehículos	Accidente vehicular que interrumpe el suministro eléctrico.
Conexiones clandestinas	Conexiones que operan sin conocimiento de la empresa.
Corrosión	Destrucción paulatina por acción de agentes externos.
Corte por deuda	Corte del suministro eléctrico por incumplimiento de pago.
Daño casual por terceros	Afectación no intencional por otras personas.
Daño intencional por terceros	Afectación intencional por otras personas.
Defecto interno en instalación del cliente	Falla originada al interior del domicilio del cliente por manipulación.
Envejecimiento	Degradación progresiva de la vida útil de las conexiones.
Falso contacto	La conexión no se encuentra permanentemente unida.
Humedad	Presencia de agua u otro líquido en las conexiones.
Impedido de atender	La cuadrilla de reparaciones no pudo atender la emergencia.
Material o equipo defectuoso	Material o equipo con desperfectos.
Montaje deficiente por contratista	Mala operación llevada a cabo por el contratista.
Otros propios	Otras fallas generadas por la empresa.
Robo	Hurto del medidor, cables, transformador u otros.
Sobrecarga	Exceso de capacidad de carga eléctrica.
Otras causas	Relación de Causas en menor cantidad (lluvias, incendios, sismos y otros)

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan las causas de las interrupciones imprevistas según SAE y OA por frecuencia y duración.

7.2.1 CAUSAS IMPREVISTAS SAE'S

Las fallas clasificadas como SAE's, al tener una afectación individual, toman lugar en el domicilio de cliente. Para el análisis de detección de la falla se procede a revisar el medidor eléctrico y el cableado del mismo.(Ver Anexo N° 09)

7.2.1.1 POR FRECUENCIA

La frecuencia de las fallas se aprecia en el Cuadro N° 05.

Cuadro N° 05: Fallas imprevistas SAE's por frecuencia

Causas	Frecuencia de SAE's												Acumulado
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Causa no determinada	806	1,386	679	593	525	426	523	669	499	187	167	108	6,568
Choque de vehículos	44	31	32	37	27	41	26	28	32	38	36	27	399
Conexiones clandestinas	6	8	3	5	4	2	3	4	5	2	6	3	51
Corrosión	1,081	1,235	1,117	950	1,232	1,125	1,232	1,797	1,413	1,547	1,352	893	14,974
Corte por deuda	175	245	192	236	198	216	269	283	227	210	200	164	2,615
Daño casual por terceros	44	29	65	34	21	29	28	25	37	42	48	9	411
Daño intencional por terceros	62	78	91	51	68	80	63	104	88	55	82	35	857
Defecto interno en instalación del cliente	3,074	2,838	3,497	3,266	3,499	3,440	3,587	3,766	3,586	3,615	3,019	2,269	39,456
Envejecimiento	318	319	268	277	277	260	246	187	219	237	191	138	2,937
Falso contacto	2,079	2,242	1,913	1,782	2,140	2,330	2,256	2,783	2,288	2,234	1,867	1,303	25,217
Húmedad	238	249	258	240	256	247	253	338	262	274	217	179	3,011
Impedido de atender	661	726	760	753	859	909	954	980	774	696	457	350	8,879
Material o equipo defectuoso	1,301	1,279	1,319	1,238	1,356	1,468	1,421	1,639	1,338	1,508	1,451	988	16,306
Montaje deficiente por contratista	36	38	28	20	23	22	31	21	34	31	56	26	366
Otros propios	533	757	536	497	562	500	534	553	436	337	305	225	5,775
Robo	580	502	663	552	668	592	640	704	735	660	699	432	7,427
Sobrecarga	95	104	92	113	115	125	94	149	99	124	83	74	1,267
Otras causas (*)	760	881	749	732	829	715	754	939	920	1,052	971	651	9,953
TOTAL 2012	11,893	12,947	12,262	11,376	12,659	12,527	12,914	14,969	12,992	12,849	11,207	7,874	146,469
TOTAL 2011	11,210	11,483	10,690	11,011	11,385	12,169	14,698	15,092	13,904	12,979	12,190	12,553	149,364
TOTAL 2010	11,686	9,927	10,138	12,182	12,587	12,204	13,276	13,913	12,634	14,270	11,359	14,844	149,020

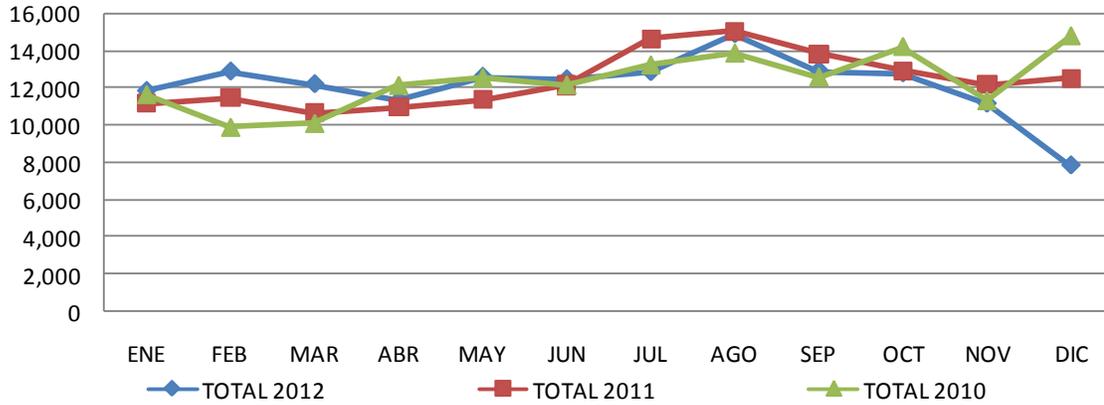
(*) Relación de causas en menor cantidad: lluvias, inundaciones y otros.

Fuente: La compañía. Elaboración propia.

En el cuadro anterior se resume el total de las causas que provocaron una interrupción imprevista del tipo SAE. El promedio de interrupciones se sitúa por encima de las 12,000 mensuales. El cuadro contempla el total de interrupciones, sean estas menores o mayores de cuatro horas.

El Gráfico N° 10 muestra la evolución mensual de la frecuencia de SAE's en el año 2012 frente a los años 2010 y 2011.

Gráfico N° 10: Frecuencia SAE 2010-2012



Fuente: Elaboración propia.

La evolución del número de atenciones SAE en el año 2102 sigue la tendencia de años anteriores con excepción de los últimos meses donde el número de fallas se redujo considerablemente. El acumulado anual muestra que en el año 2012 se logró una pequeña mejora en la reducción de fallas SAE's frente a años anteriores.

7.2.1.2 POR DURACIÓN

En cuanto a la duración promedio de las fallas, estas se pueden apreciar en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 06: Fallas imprevistas SAE's por duración

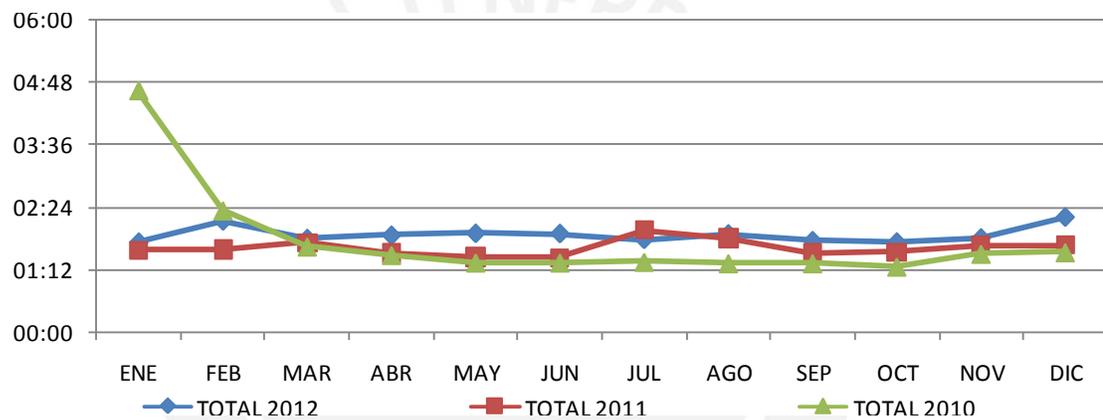
Causas	Duración de SAE's												Promedio
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Causa no determinada	01:57	02:28	01:44	01:36	01:41	02:15	01:29	01:55	01:53	02:30	02:35	02:28	02:02
Choque de vehículos	00:52	01:01	01:00	01:04	00:59	00:57	00:55	00:54	00:56	00:54	00:57	00:51	00:57
Conexiones clandestinas	01:12	01:35	01:15	01:05	01:23	01:47	01:36	00:57	01:16	01:05	01:11	01:02	01:17
Corrosión	02:56	03:50	02:59	04:10	03:42	04:07	03:35	03:26	02:53	02:38	02:29	03:21	03:21
Corte por deuda	01:04	01:19	01:07	01:01	01:00	01:06	00:58	01:01	01:01	00:58	00:58	01:03	01:03
Daño casual por terceros	01:14	01:13	01:04	01:15	01:07	01:11	01:09	01:04	01:03	01:17	00:54	01:09	01:08
Daño intencional por terceros	01:01	00:59	00:58	00:53	01:04	00:58	00:56	00:57	00:59	01:00	00:58	01:05	00:59
Defecto interno en instalación del cliente	01:01	01:04	01:03	01:01	01:04	01:01	01:02	01:02	01:00	00:57	00:55	01:03	01:01
Envejecimiento	03:49	05:17	04:29	05:10	04:29	04:12	04:04	06:13	04:35	03:55	04:52	07:04	04:51
Falso contacto	01:37	02:00	01:36	01:42	01:52	01:43	01:41	01:42	01:38	01:25	01:27	01:44	01:41
Húmedad	04:47	05:41	04:21	04:18	04:46	04:24	04:22	04:46	04:33	04:43	04:55	06:24	04:50
Impedido de atender	01:09	01:11	01:09	01:09	01:09	01:08	01:09	01:09	01:08	01:06	01:02	01:09	01:08
Material o equipo defectuoso	01:22	01:45	01:26	01:21	01:30	01:25	01:37	01:30	01:22	01:19	01:20	01:21	01:27
Montaje deficiente por contratista	01:04	01:31	01:23	01:17	01:20	01:26	00:46	00:44	00:58	00:58	01:39	01:47	01:14
Otros propios	01:33	01:54	01:37	01:38	02:03	01:43	01:54	01:59	01:46	01:38	01:22	01:40	01:44
Robo	01:03	01:06	01:06	01:02	01:07	01:03	01:04	01:03	01:00	01:02	01:00	01:04	01:03
Sobrecarga	01:30	02:01	02:05	01:40	01:42	01:32	01:49	01:26	01:40	01:50	01:59	02:55	01:51
Otras causas (*)													
TOTAL 2012	01:43	02:07	01:47	01:51	01:53	01:53	01:46	01:52	01:45	01:43	01:48	02:11	01:52
TOTAL 2011	01:33	01:33	01:42	01:30	01:25	01:24	01:56	01:47	01:30	01:30	01:38	01:38	01:36
TOTAL 2010	04:37	02:18	01:37	01:27	01:18	01:18	01:19	01:17	01:17	01:14	01:28	01:30	01:43

(*) Relación de causas en menor cantidad: lluvias, inundaciones y otros
Fuente: La compañía. Elaboración propia.

El cuadro anterior muestra los tiempos promedios que les tomó a las diferentes cuadrillas de reparación²² restablecer el suministro de energía eléctrica en baja tensión. A diferencia del cuadro de frecuencia, el cuadro de tiempos promedios debe ser analizado con cuidado ya que puede haber casos en que una falla se prolongó demasiado y posteriormente se resolvió otra rápidamente, entonces el promedio mostrará una media aceptable.

El Gráfico N° 11 muestra la evolución mensual de la duración de SAE's en el año 2012 frente a los años 2010 y 2011.

Gráfico N° 11: Duración SAE 2010-2012



Fuente: Elaboración propia.

La evolución de la duración de atenciones SAE en el año 2012 sigue la tendencia de años anteriores pero manteniéndose por encima de los años 2010 y 2011. Ello implica que en el 2012, a pesar de que se han gestionado menores fallas, el tiempo para resolver las emergencias SAE's se ha incrementado.

7.2.1.3 POR SUCURSAL

El área de concesión de la compañía se encuentra dividida en cinco sucursales. Las Sucursales 1, 2 y 3 comprenden el área de Lima Metropolitana. Las provincias de Lima se

²² Las cuadrillas de reparación de BT son las unidades de personal encargadas de solucionar fallas en baja tensión y restablecer el suministro eléctrico.

encuentran dentro de la sucursal LimaProvincias, y las localidades ubicadas entre Lima Metropolitana y Lima Provincias constituyen la sucursal de Centros aislados.

7.2.1.3.1 FRECUENCIA POR SUCURSAL

La concentración de las fallas por sucursales se muestra en el siguiente cuadro. (Ver Cuadro N°07)

Cuadro N° 07: Distribución por sucursales de fallas SAE's por frecuencia

Sucursal	Total de SAE's por sucursal												Acumulado 2012
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Sucursal 1	3,796	4,444	4,175	3,661	4,271	4,184	4,610	5,187	4,460	4,461	3,801	2,593	49,643
Sucursal 2	3,592	3,647	3,375	3,330	3,532	3,425	3,323	3,874	3,579	3,468	3,199	2,236	40,580
Sucursal 3	3,338	3,668	3,619	3,349	3,731	3,718	3,863	4,430	3,754	3,643	3,058	2,328	42,499
Lima Provincias	1,143	1,158	1,045	1,001	1,091	1,169	1,085	1,438	1,175	1,250	1,128	705	13,388
Centros aislados	24	30	48	35	34	31	33	40	24	27	21	12	359
TOTAL	11,893	12,947	12,262	11,376	12,659	12,527	12,914	14,969	12,992	12,849	11,207	7,874	146,469

Fuente: La compañía. Elaboración propia.

La concentración de las fallas es alta en las Sucursales 1, 2 y 3 (Lima Metropolitana), bastante menor en Lima Provincias y mínima en los Centros aislados.

7.2.1.3.2 DURACIÓN POR SUCURSAL

Los tiempos promedios de las fallas se observan en el Cuadro N° 08 según las sucursales definidas por la compañía dentro del área de concesión.

Cuadro N° 08: Distribución por sucursales de fallas SAE's por duración

Sucursal	Tiempo promedio de SAE's por sucursal												Promedio
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Sucursal 1	01:31	01:53	01:29	01:22	01:27	01:25	01:27	01:24	01:27	01:31	01:49	01:47	01:33
Sucursal 2	01:45	02:04	01:42	01:49	01:53	01:42	01:42	02:02	01:49	01:35	01:27	01:51	01:47
Sucursal 3	01:22	01:52	01:34	01:36	01:43	01:55	01:44	01:47	01:28	01:22	01:39	01:46	01:39
Lima Provincias	01:18	01:38	01:33	01:37	01:34	01:39	01:36	01:28	01:28	01:15	01:31	01:33	01:31
Centros aislados	11:11	16:46	09:47	06:44	05:57	02:10	00:07	15:16	21:28	19:39	03:01	17:07	20:46
TOTAL*	01:29	01:52	01:34	01:36	01:39	01:40	01:37	01:40	01:33	01:26	01:37	01:44	01:37

(*) El Tiempo promedio de la compañía no incluye Centros aislados.

Fuente: La compañía. Elaboración propia.

La Sucursal de Centros aislados es la que tiene el promedio más alto en duración de SAE's; sin embargo, al observar la evolución mensual es evidente la alta variabilidad del

tiempo que toma atender las SAE’s en esta Sucursal. Luego, en Lima, la Sucursal 2 es la que posee el segundo promedio más alto seguida de la Sucursal 3, la Sucursal 1 y finalmente Lima Provincias.

7.2.2 CAUSAS IMPREVISTAS OA’S

Las fallas clasificadas como OA’s tienen lugar en los exteriores del domicilio del cliente debido a que, como afecta a más de un cliente, se deben revisar más atrás en el circuito eléctrico exterior al domicilio (ver Anexo N° 10). Por ello, el análisis de detección de la falla se traslada a las redes aéreas, subterráneas y la subestación correspondiente.

7.2.2.1 POR FRECUENCIA

Las fallas más comunes en OA’s se aprecian en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 09: Fallas imprevistas OA’s por frecuencia

Causas	Frecuencia de OA’s												Acumulado
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Corrosión	95	147	124	89	110	95	137	199	136	200	115	191	1,638
Daños casual por terceros	14	24	14	7	13	11	12	7	5	18	8	9	142
Daño intencional por terceros	6	2	4	5	4	8	3	4	3	9	2	10	60
Envejecimiento	162	135	145	127	131	122	129	137	103	164	99	139	1,593
Falso contacto	87	124	138	93	69	72	93	100	104	110	108	133	1,231
Humedad	126	125	113	123	157	130	135	181	130	149	125	131	1,625
Material o equipo defectuoso	19	19	15	11	11	12	5	8	11	3	9	11	134
Robo	38	38	39	30	28	27	33	33	38	40	15	27	386
Sobrecarga	251	219	221	135	127	119	122	122	229	179	162	356	2,242
Otras causas (*)	55	65	72	72	54	50	69	74	27	37	396	78	1,049
TOTAL 2012	853	898	885	692	704	646	738	865	786	909	1,039	1,085	10,100
TOTAL 2011	936	865	817	817	798	711	919	927	809	719	737	1,021	10,076
TOTAL 2010	1,296	1,033	1,115	1,085	994	836	1,028	1,049	959	881	753	1,194	12,223

(*) Relación de causas en menor cantidad: lluvias, inundaciones y otros

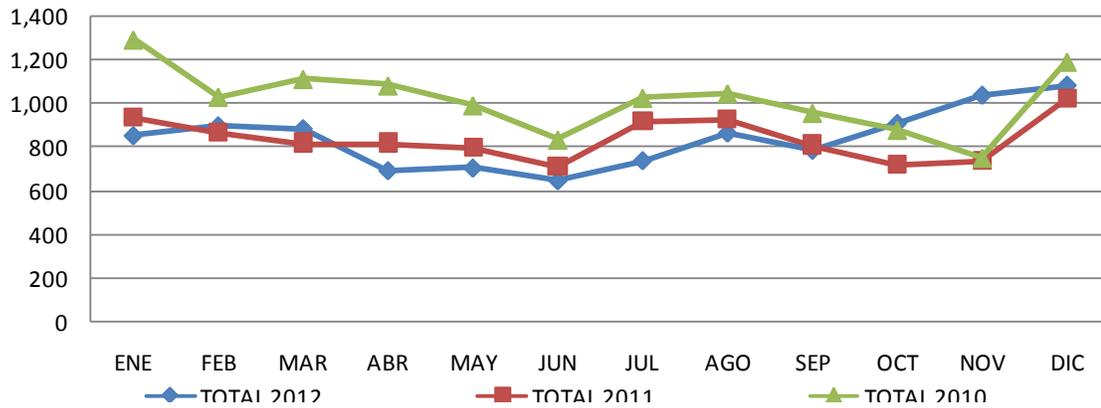
Fuente: La compañía. Elaboración propia.

El cuadro anterior resume fallas que originaron una interrupción imprevista del tipo OA.

El promedio de interrupciones se encuentra cercano a 800 mensuales.

El Gráfico N° 12 muestra la evolución mensual de la frecuencia de OA’s en el año 2012 frente a los años 2010 y 2011.

Gráfico N° 12: Frecuencia OA 2010-2012



Fuente: Elaboración propia.

La evolución del número de atenciones OA's en el año 2102 se mantuvo por debajo de años anteriores con excepción de los últimos meses donde el número de fallas se incrementó considerablemente. Sin embargo, el acumulado anual muestra que en el año 2012 se logró una mejora en la reducción de fallas SAE's frente a los años 2010 y 2011.

7.2.2.2 POR DURACIÓN

Las duraciones promedio de las fallas se muestran a continuación en el Cuadro N° 10.

Cuadro N° 10: Fallas imprevistas OA's por duración

Causas	Duración de OA's												Promedio
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Corrosión	02:51	03:40	04:52	02:45	03:08	03:03	02:58	03:18	03:21	03:00	02:18	03:48	03:15
Daños casual por terceros	03:30	06:37	03:49	03:32	04:03	04:19	03:44	03:32	04:23	04:42	04:57	06:42	04:29
Daño intencional por terceros	03:48	03:22	03:52	03:10	02:48	02:24	03:06	02:31	03:08	06:08	03:16	07:25	03:45
Envejecimiento	05:35	05:48	05:25	05:06	05:26	05:43	05:10	04:41	04:58	05:03	05:25	06:13	05:23
Falso contacto	02:17	02:18	02:02	02:09	02:05	02:29	02:44	02:27	02:10	02:21	02:42	02:29	02:21
Húmedad	05:47	05:24	04:43	04:44	04:33	05:07	04:51	04:50	04:49	05:00	04:53	06:11	05:04
Material o equipo defectuoso	03:09	04:40	03:23	01:49	03:10	03:06	03:45	02:18	02:10	02:42	04:45	03:42	03:13
Robo	04:01	04:42	04:38	04:14	03:18	04:29	04:19	04:55	04:53	05:16	05:51	05:51	04:42
Sobrecarga	01:52	02:05	02:15	02:04	02:26	02:01	02:31	02:27	03:08	02:54	03:11	03:08	02:30
Otras causas (*)													
TOTAL 2012	03:39	04:17	03:53	03:17	03:26	03:38	03:41	03:27	03:40	04:07	04:09	05:03	03:51
TOTAL 2011	03:00	03:00	03:21	03:10	03:02	02:47	03:13	02:47	02:34	02:23	02:42	02:40	02:53
TOTAL 2010	05:49	03:29	03:29	03:08	03:10	03:48	03:02	02:53	02:58	02:56	03:32	03:32	03:29

(*) Relación de causas en menor cantidad: lluvias, inundaciones y otros

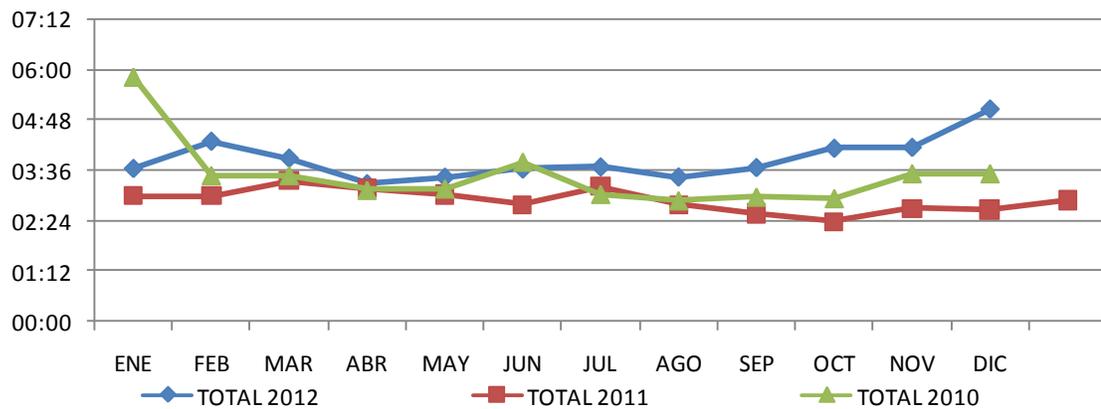
Fuente: La compañía. Elaboración propia.

El cuadro anterior muestra los tiempos promedios que les tomó a las diferentes cuadrillas restablecer la energía eléctrica durante una OA. A diferencia del cuadro de frecuencia, el

cuadro de tiempos promedios debe ser analizado con cuidado ya que puede haber casos en que una falla se prolongó demasiado y posteriormente se resolvió otra rápidamente, entonces el promedio mostrará que está en un rango temporal aceptable.

El Gráfico N° 13 muestra la evolución mensual de la duración de OA's en el año 2012 frente a los años 2010 y 2011.

Gráfico N° 13: Duración OA 2010-2012



Fuente: Elaboración propia.

La evolución de la duración de atenciones OA's en el año 2012 se mantiene por encima de los años 2010 y 2011. Ello implica que en el 2012, a pesar de que se han gestionado menores fallas, el tiempo para resolver las emergencias OA's se ha incrementado.

7.2.2.3 POR SUCURSAL

La distribución por sucursal de las causas de interrupciones imprevistas para OA's por frecuencia y duración se muestra a continuación.

7.2.2.3.1 FRECUENCIA POR SUCURSAL

La concentración de las fallas por sucursales se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 11: Distribución por sucursales de fallas OA´s por frecuencia

Sucursal	Distribución % de OA´s por sucursal												Acumulado 2012
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Sucursal 1	321	329	342	271	260	246	233	290	260	313	377	418	3,660
Sucursal 2	225	215	157	154	206	163	177	240	205	249	256	307	2,554
Sucursal 3	266	320	337	241	222	203	294	298	296	297	379	318	3,471
Lima Provincias	40	34	45	24	16	34	34	36	24	50	27	42	406
Centros aislados	1	0	4	2	0	0	0	1	1	0	0	0	9
TOTAL	853	898	885	692	704	646	738	865	786	909	1,039	1,085	10,100

Fuente: La compañía. Elaboración propia.

La concentración de las fallas es alta en las Sucursales 1, 2 y 3 (Lima Metropolitana), bastante menor en Lima Provincias y mínima en los Centros aislados.

7.2.2.3.2 DURACIÓN POR SUCURSAL

Las duraciones promedio de las fallas se muestran a continuación en el Cuadro N° 12 según las sucursales definidas por la compañía dentro del área de concesión.

Cuadro N° 12: Distribución por sucursales de fallas OA´s por duración

Sucursal	Tiempo promedio de OA´s por sucursal												Promedio
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Sucursal 1	03:09	03:43	03:01	03:04	03:09	03:31	03:12	02:57	03:09	03:01	03:23	03:25	03:13
Sucursal 2	03:11	03:21	02:55	03:21	03:51	04:21	04:19	04:57	04:35	04:35	04:31	04:44	04:04
Sucursal 3	04:15	03:44	04:00	03:44	03:54	04:03	03:46	03:18	03:25	03:25	03:43	03:35	03:44
Lima Provincias	01:48	02:24	02:38	02:19	02:00	02:08	02:12	01:56	02:34	02:09	02:17	01:55	02:12
Centros aislados	09:26		13:14	04:17				04:49	02:15				06:48
TOTAL*	03:06	03:18	03:09	03:07	03:13	03:31	03:22	03:17	03:25	03:17	03:29	03:25	03:18

(*) El Tiempo promedio de la compañía no incluye Centros aislados.

Fuente: La compañía. Elaboración propia.

La Sucursal de Centros aislados es la que tiene el promedio más alto en duración de OA´s; sin embargo, al observar la evolución mensual es evidente la alta variabilidad del tiempo que toma atender las OA´s es esta Sucursal. Luego, en Lima, la Sucursal 2 es la que posee el segundo promedio más alto seguida de la Sucursal 3, la Sucursal 1 y finalmente Lima Provincias.

7.3 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS

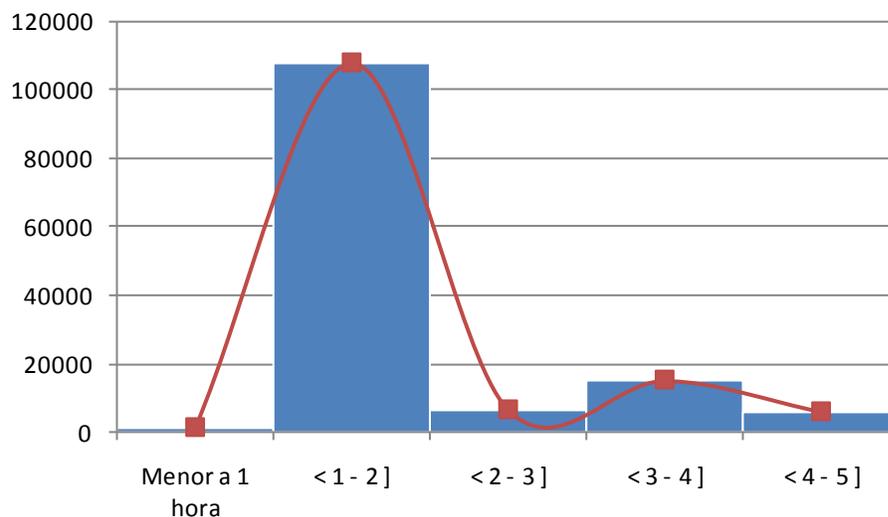
A partir del análisis de las causas podemos determinar cuáles de ellas son las más comunes para SAE´s y OA´s, y observar si estas corresponden a un mismo tipo de falla o

categoría. Si corresponden a un mismo tipo de falla es muy probable que la forma de proceder sea la misma. Además, se observará la relevancia porcentual de la causa de interrupción dentro de la categoría asignada, y el tiempo promedio anual de reparación en el año 2012.

7.3.1 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS SAE

Después de observar la duración y la frecuencia de las interrupciones imprevistas SAE's en baja tensión, es necesario para el análisis mostrar el número de interrupciones acumuladas al año 2012 agrupadas según su duración. De esta manera, el Gráfico N° 14 muestra la frecuencia de interrupciones en el eje vertical, y los tiempos que tomó la reposición del servicio, en rangos de una hora, en el eje horizontal.

Gráfico N° 14: Histograma de SAE's



Fuente: Elaboración propia.

El histograma de las interrupciones SAE's muestra que no existen interrupciones menores a una hora. Sin embargo se observa una alta concentración de interrupciones en el rango de mayor a una hora hasta dos horas. Luego una pequeña concentración en el rango de

tres a cuatro horas y un menor número de interrupciones en el rango de cuatro a cinco horas.

Continuando con el análisis de las causas en SAE's, se han agrupado estas según lo expuesto en los tipos de fallas, lo que hace posible que sean categorizadas como propias, ambientales, terceros, hurto, clientes y otras causas. Adicionalmente, se ha creado la categoría siniestros, donde se agrupan las fallas por motivos de choques de vehículos, falso contacto y causas no determinadas. (Ver Cuadro N° 13)

Cuadro N° 13: Categorización de fallas SAE's

Tipo de Falla	Causa	frec.	%	durac.
Propias	Impedido de atender	8,879	6.06%	01:08
	Material o equipo defectuoso	16,306	11.13%	01:27
	Montaje deficiente por contratista	366	0.25%	01:14
	Otros propios	5,775	3.94%	01:44
Total / Promedio		31,326	21.39%	01:23
Ambientales	Corrosión	14,974	10.22%	03:21
	Envejecimiento	2,937	2.01%	04:51
	Humedad	3,011	2.06%	04:50
Total / Promedio		20,922	14.28%	04:20
Terceros	Daño casual por terceros	411	0.28%	01:08
	Daño intencional por terceros	857	0.59%	00:59
Total / Promedio		1,268	0.87%	01:04
Hurto	Robo	7,427	5.07%	01:03
Total / Promedio		7,427	5.07%	01:03
Clientes	Conexiones clandestinas	51	0.03%	01:17
	Corte por deuda	2,615	1.79%	01:03
	Defecto interno en instalación del cliente	39,456	26.94%	01:01
	Sobrecarga	1,267	0.87%	01:51
Total / Promedio		43,389	29.62%	01:18
Siniestros	Causa no determinada	6,568	4.48%	02:02
	Choque de vehículos	399	0.27%	00:57
	Falso contacto	25,217	17.22%	01:41
Total / Promedio		32,184	21.97%	01:33
Otras causas		9,953	6.80%	
Total / Promedio		9,953	6.80%	
TOTAL / PROMEDIO		146,469	100%	01:47

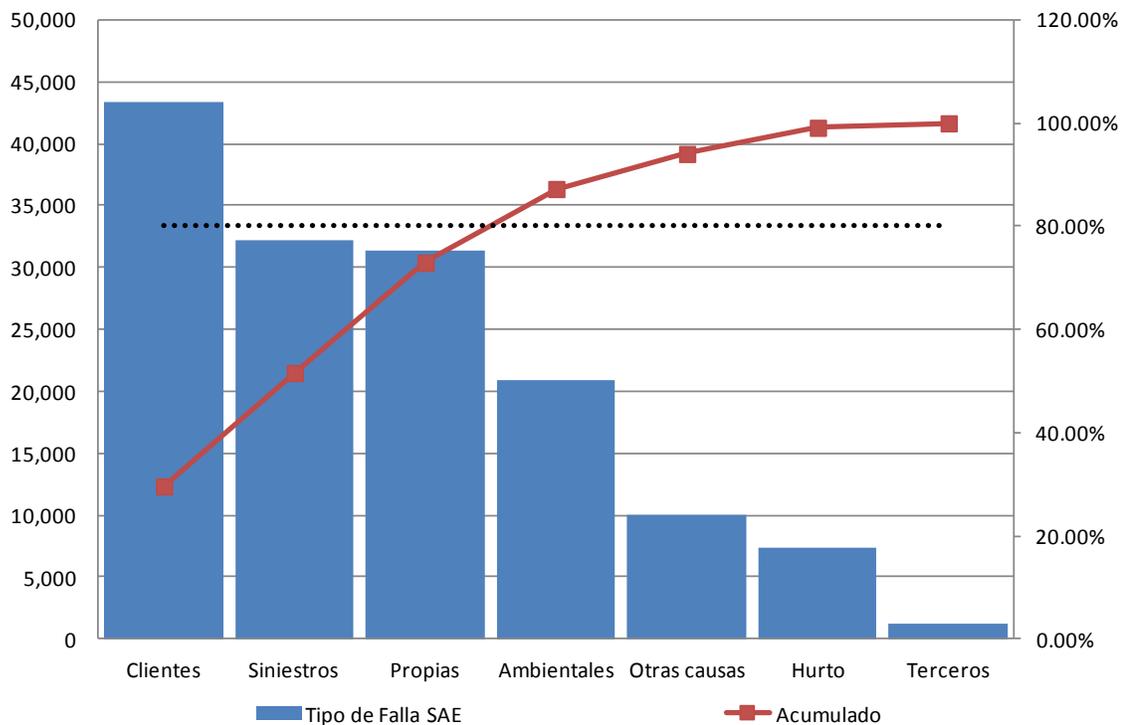
Fuente: Elaboración propia.

Las fallas del tipo propias y clientes son aquellas que agrupan mayores causas de fallas en relación a las demás clasificaciones. Siniestros agrupa causas de interrupción del suministro eléctrico que no corresponden a fallas propias, ambientales, terceros, clientes o hurto. Sin embargo, su incidencia es alta y no puede ser considerada dentro de otras causas, motivo por el cual se ha visto conveniente, para el estudio y el análisis, la creación de dicha categoría.

7.3.1.1 FRECUENCIA DE CAUSAS SAE'S

Para el análisis de las frecuencias de las causas de fallas SAE's se empleará un diagrama de Pareto que organizará los datos y permitirá observar de manera porcentual aquellas causas con la mayor cantidad de repeticiones al final del período 2012. (Ver Gáfico N° 15)

Gráfico N° 15: Diagrama de Pareto: Categoría de fallas SAE's



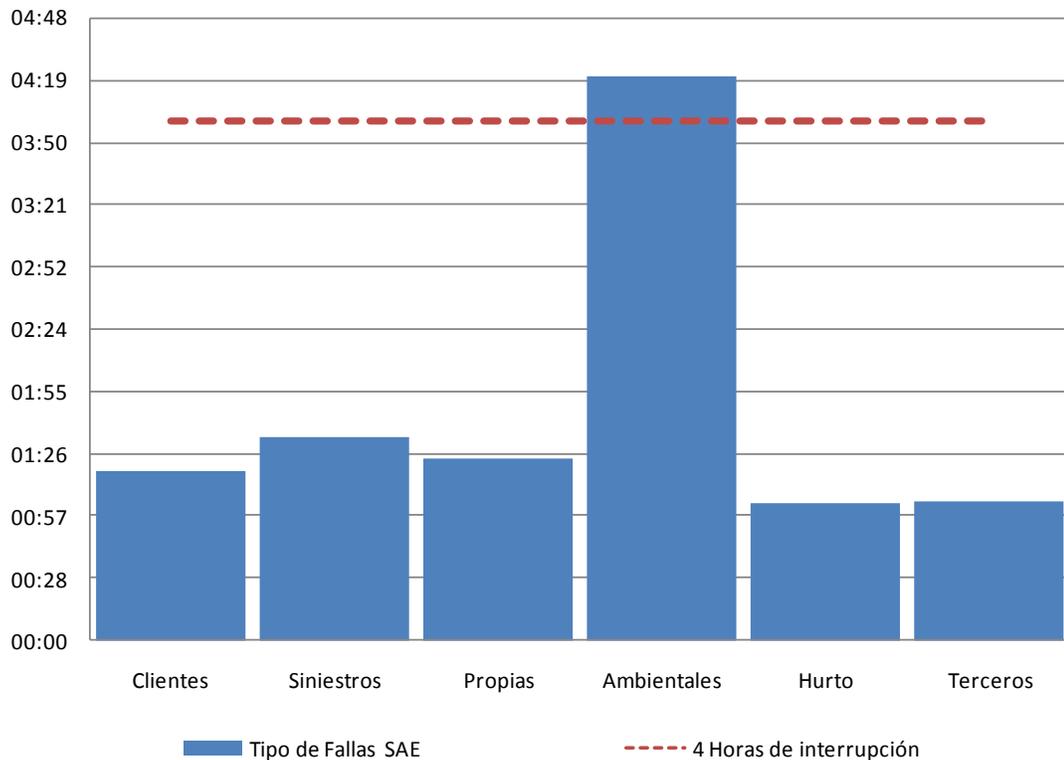
Fuente: Elaboración propia.

El diagrama muestra a las categorías de Clientes, Siniestros y Propias como aquellas a las que la compañía debería de prestar mayor atención dentro de las emergencias del tipo SAE. Asimismo, las categorías otros, hurto y terceros representan una importancia menor dentro del total de las interrupciones imprevistas al suministro eléctrico en baja tensión. La categoría de fallas del tipo Ambientales, se muestra también como una categoría a la cual se le debería de prestar atención ya que no dista mucho de las más importantes.

7.3.1.2 DURACIÓN DE CAUSAS SAE'S

Basándonos en el diagrama de Pareto antes mostrado, emplearemos un gráfico de barras para evaluar la duración promedio de las categorías de fallas SAE's. El Gráfico N° 16 muestra los tiempos empleados para el restablecimiento del suministro eléctrico y permitirá observar aquellas categorías con las mayores duraciones a final del período 2012.

Gráfico N° 16: Tiempo por categoría de fallas SAE's



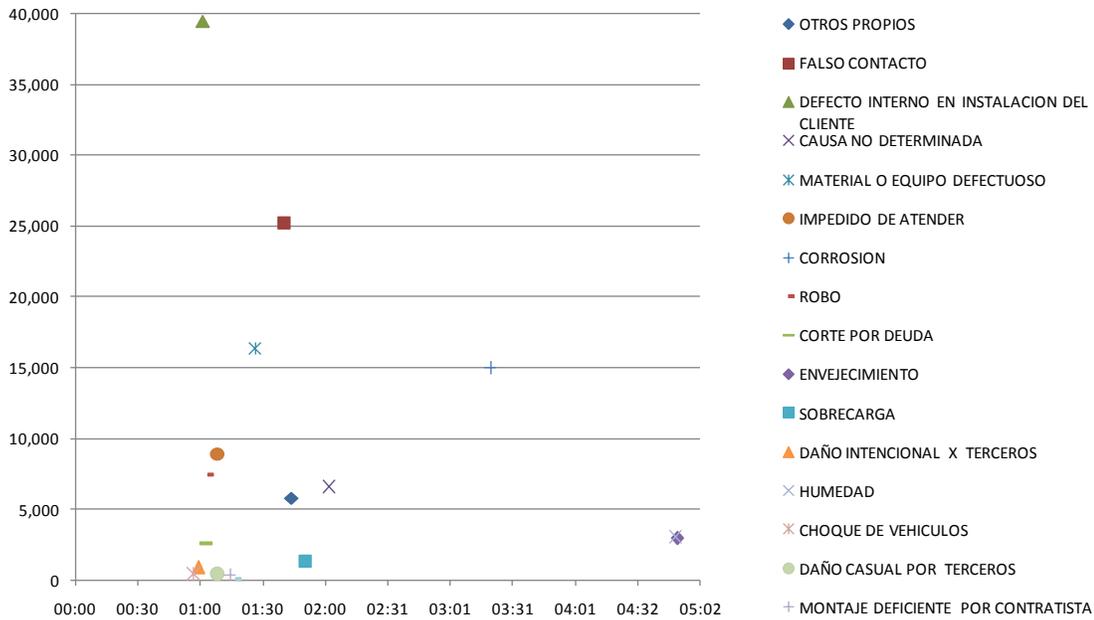
Fuente: Elaboración propia.

El gráfico de barras presenta una línea horizontal roja que indica las cuatro horas de interrupción del suministro eléctrico, el cual es el tiempo límite para el restablecimiento del mismo. En caso se superen estas cuatro horas, la compañía queda sujeta a compensaciones económicas al cliente como se ha descrito en el Capítulo 5 de la presente investigación. Al año 2012, los promedios de duración de las interrupciones se mantienen por debajo de las cuatro horas con excepción de la categoría ambientales, que se situó por encima del límite de las cuatro horas y dista bastante de las demás categorías de fallas SAE's en baja tensión.

7.3.1.3 FRECUENCIA POR DURACIÓN SAE'S

El siguiente diagrama de dispersión permite mostrar cada una de las causas de las interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico en baja tensión superponiendo las variables frecuencia y duración. De esta forma se puede destacar gráficamente aquellas que superan el límite de las cuatro horas de restablecimiento del suministro eléctrico y su grado de repetitividad.

Gráfico N° 17: Gráfica de dispersión: Causas SAE's



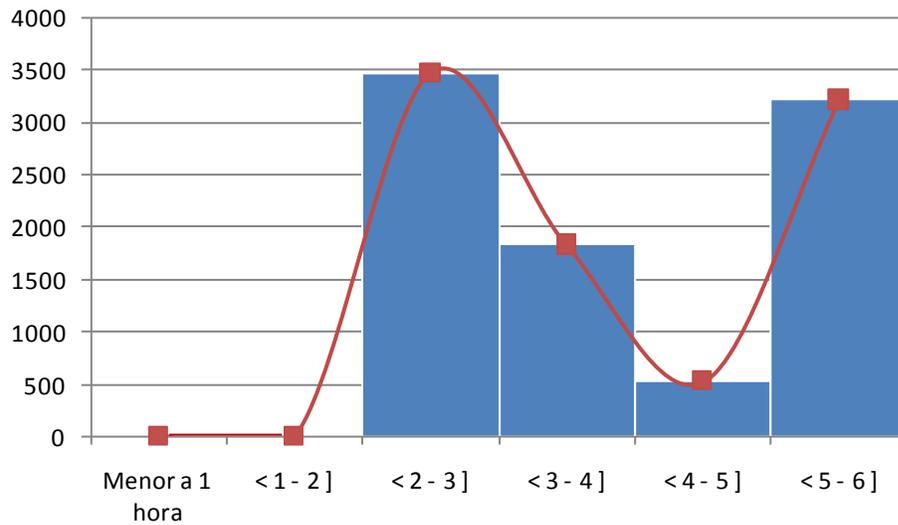
Fuente: Elaboración propia.

La gráfica de dispersión nos muestra que la frecuencia más alta en causas de fallas SAE's es la de defectos internos en instalaciones del cliente, seguida falso contacto. Sin embargo, el tiempo que demora la solución de estas fallas no es alto. Aquellas que superan las cuatro horas de interrupción se ubican al lado derecho en la gráfica, y son las causas humedad y envejecimiento de la categoría ambientales. Estas fallas, a pesar de su baja frecuencia en relación a otras causas, son las que mayor tiempo demandan para el restablecimiento del suministro eléctrico en baja tensión.

7.3.2 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPREVISTAS OA

Después de observar la duración y la frecuencia de las interrupciones imprevistas OA's en baja tensión, es necesario para el análisis mostrar el número de interrupciones acumuladas al año 2012 agrupadas según su duración. De esta manera, el Gráfico N° 18 muestra la frecuencia de interrupciones en el eje vertical, y los tiempos que tomo la reposición del servicio, en rangos de una hora, en el eje horizontal.

Gráfico N° 18: Histograma de Oa's



Fuente: Elaboración propia.

El histograma de las interrupciones OA's muestra que no existen interrupciones por debajo de dos horas. Sin embargo se observando concentraciones con altas de interrupciones en los rangos entre dos y tres horas, y entre cinco y seis horas.

Asimismo, los tiempos promedios por sucursal en las OA's se pueden dividir en cuatro momentos como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 14: Apertura de tiempos por Sucursal

Sucursal	T1	T2	T3	T4	Total
Sucursal 1	01:10	00:00	01:02	00:59	03:13
Sucursal 2	01:19	00:00	01:22	01:21	04:04
Sucursal 3	01:04	00:01	01:14	01:24	03:44
Lima Provincias	01:28	00:01	00:32	00:10	02:12

T1 = Tiempo transcurrido desde el ingreso de la SAE hasta que se detecta y registra la OA.

T2 = Tiempo de asignación por parte de Despacho BT a la Cuadrilla de Reparaciones.

T3 = Tiempo desde que se registra la OA hasta la llegada de la Cuadrilla de Reparaciones al punto de falla.

T4 = Tiempo efectivo de la reparación de la OA.

Fuente: Elaboración propia.

El cuadro muestra que el tiempo transcurrido desde el ingreso de una SAE hasta la detección de una OA y su registro toma alrededor de una hora y quince minutos en las distintas sucursales. Ello quiere decir que una OA tiene menos de tres horas para el restablecimiento del suministro eléctrico, considerando en el tiempo restante el traslado desde la base del contratista hasta el punto de fallay la posterior reparación de la misma.

Continuando con el análisis de las causas de fallas OA's se han agrupado estas según lo expuesto en los tipos de fallas, y pueden ser categorizadas como propias, ambientales, terceros, hurto, clientes y otras causas. Adicionalmente, se ha creado la categoría siniestros, donde se agrupan las fallas por motivos de choques de vehículos, falso contacto y causas no determinadas.

La categoría clientes, a diferencia de su par en el análisis de las causas SAE's, considera la sobrecarga de electricidad no en un solo cliente, como ocurre en las SAE's, sino de un grupo de clientes pertenecientes a una misma subestación de distribución (SED). (Ver Cuadro N° 15)

Cuadro N° 15:Categorización de fallas OA's

Tipo de Falla	Causa	frec.	%	durac.
Propias	Material o equipo defectuoso	134	1.33%	03:13
Total / Promedio		134	1.33%	03:13
Ambientales	Corrosión	1,638	16.22%	03:15
	Envejecimiento	1,593	15.77%	05:23
	Humedad	1,625	16.09%	05:04
Total / Promedio		4,856	48.08%	04:34
Terceros	Daño casual por terceros	142	1.41%	04:29
	Daño intencional por terceros	60	0.59%	03:45
Total / Promedio		202	2.00%	04:07
Hurto	Robo	386	3.82%	04:42
Total / Promedio		386	3.82%	04:42
Clientes	Sobrecarga	2,242	22.20%	02:30
Total / Promedio		2,242	22.20%	02:30
Siniestros	Falso contacto	1,231	12.19%	02:21
Total / Promedio		1,231	12.19%	02:21
Otras causas		1,049	10.39%	
Total / Promedio		1,049	10.39%	
TOTAL / PROMEDIO		10,100	100%	03:35

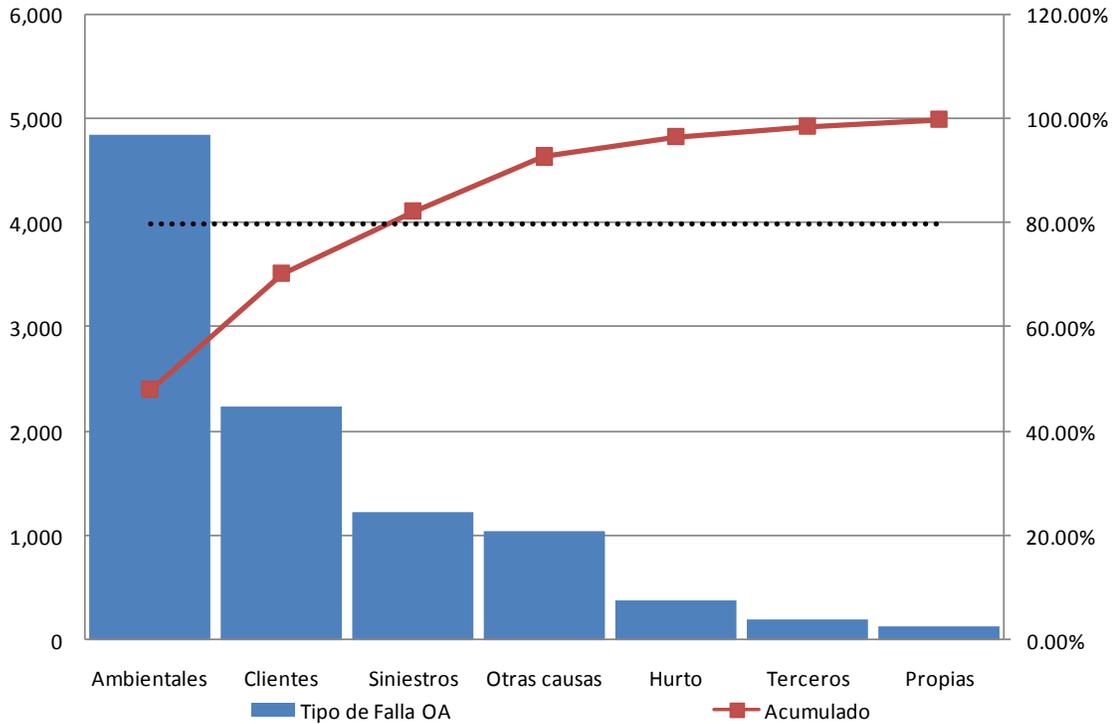
Fuente: Elaboración propia.

La categoría ambientales es la que agrupa mayores causas de fallas en OA´s en relación a las demás clasificaciones, seguida de categoría terceros. A diferencia de las fallas en SAE´s, las causas que generan una interrupción en el suministro eléctrico del tipo OA son menores.

7.3.2.1 FRECUENCIA DE CAUSAS OA´S

Para el análisis de las frecuencias de las causas de fallas OA´s se empleará un diagrama de Pareto que organizará los datos y permitirá observar de manera porcentual aquellas causas con la mayor cantidad de repeticiones al final del período 2012. (Ver Gráfico N° 19)

Gráfico N° 19: Diagrama de Pareto: Categoría de fallas OA´s



Fuente: Elaboración propia.

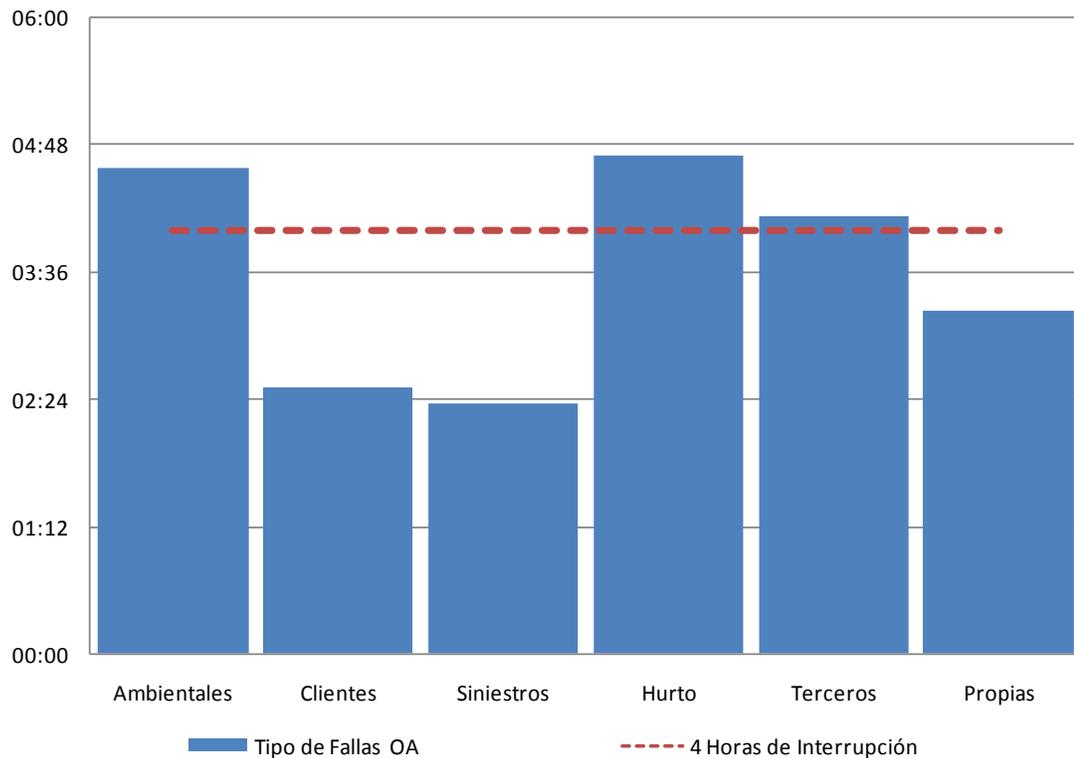
El diagrama muestra a las categorías de ambientales y clientes como aquellas a las que la compañía debería de prestarles mayor atención dentro de las emergencias del tipo OA. Asimismo, las categorías otros, hurto, terceros y propias representan una importancia menor dentro del total de las interrupciones imprevistas al suministro eléctrico en baja tensión. La categoría de fallas del tipo siniestros, se muestra también como una categoría a la cual se le debería de prestar atención ya que junto con las categorías ambientales y clientes agrupan cerca del 80% del total de fallas OA's.

7.3.2.2 DURACIÓN DE CAUSAS OA'S

Basándonos en el diagrama de Pareto antes mostrado, emplearemos un gráfico de barras para evaluar la duración promedio de las categorías de fallas OA's. El Gráfico N° 20 muestra los tiempos empleados para el restablecimiento del suministro eléctrico y

permitirá observar aquellas categorías con las mayores duraciones a final del período 2012.

Gráfico N° 20: Duración OA's por sucursal



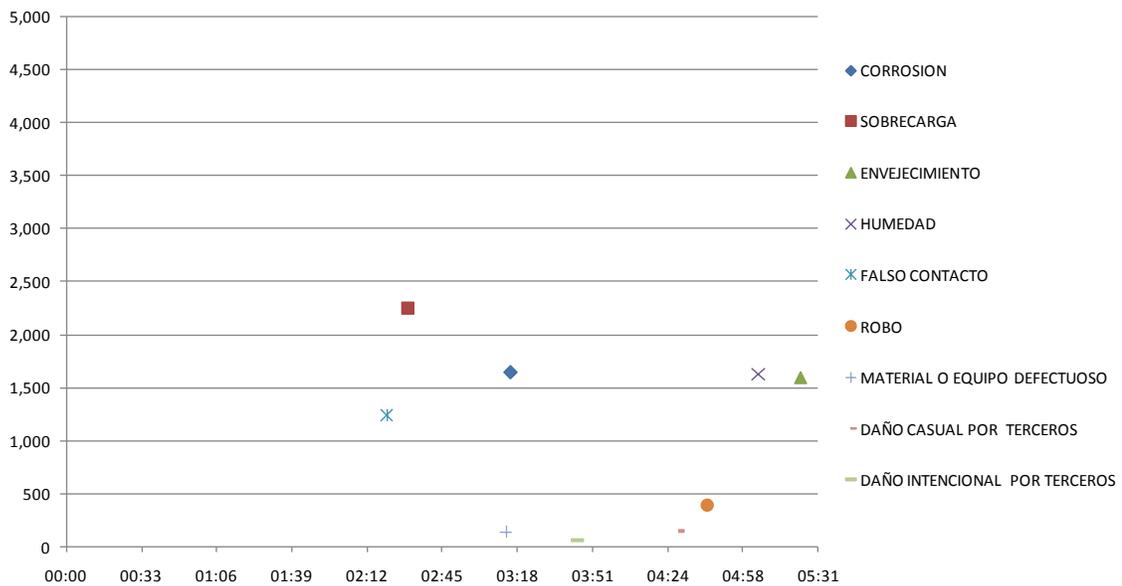
Fuente: Elaboración propia.

El gráfico de barras presenta una línea horizontal roja que indica las cuatro horas de interrupción del suministro eléctrico, lo cual representa el tiempo límite para el restablecimiento del suministro eléctrico. En caso se superen estas cuatro horas, la compañía queda sujeta a compensaciones económicas al cliente como se ha descrito en el capítulo 5 de la presente investigación. Al año 2012, los promedios de duración de las interrupciones por las categorías ambientales, hurto y terceros superan el límite de cuatro horas con excepción de las categorías clientes, siniestros y propias.

7.3.2.3 FRECUENCIA POR DURACIÓN OA'S

El siguiente diagrama de dispersión permite mostrar cada una de las causas de las interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico en baja tensión superponiendo las variables frecuencia y duración. De esta forma se pueden destacar gráficamente aquellas que superan el límite de las cuatro horas de restablecimiento del suministro eléctrico y su grado de repetitividad.

Gráfico N° 21: Gráfica de Dispersión Causas OA's



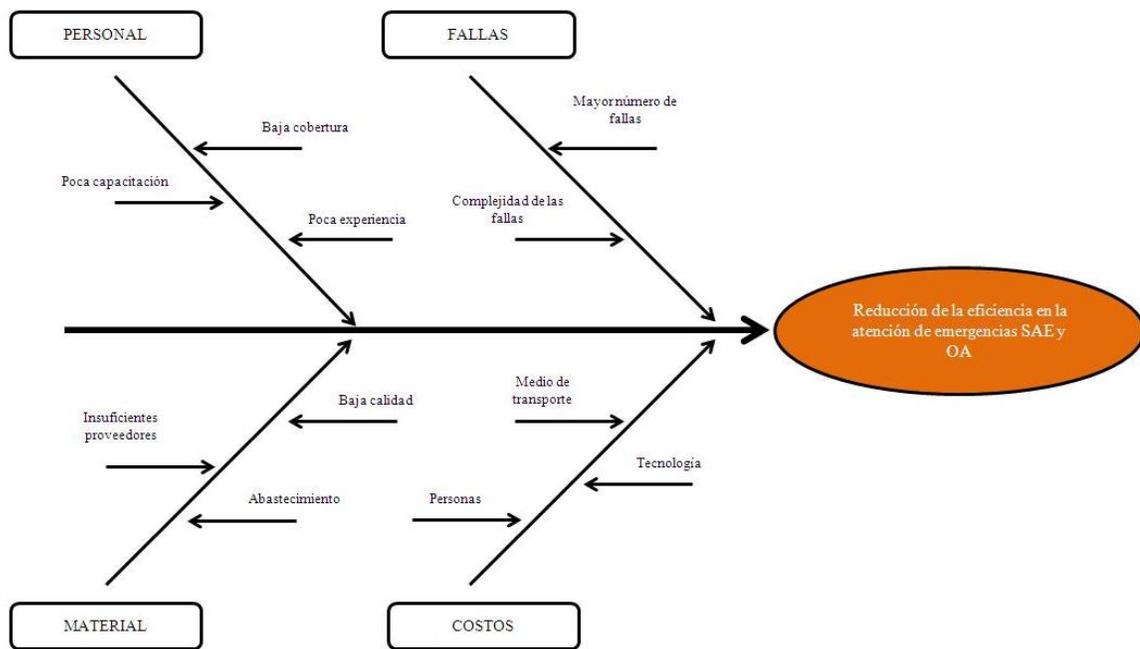
Fuente: Elaboración propia.

La gráfica de dispersión nos muestra que la frecuencia más alta en causas de fallas OA's es la de sobrecarga seguida de la corrosión. Sin embargo, el tiempo que demora la solución de sobrecargas no es alto, mientras que el de corrosión supera las tres horas. Aquellas causas que superan las cuatro horas de interrupción se ubican al lado derecho en la gráfica, y son las causas daño casual por terceros, robo, humedad y envejecimiento. Estas dos últimas fallas, además de ser las que mayor tiempo demandan para su reparación, tienen una frecuencia alta y muy cercana a corrosión. Cabe resaltar que estas tres causas recaen en la categoría ambientales mostrada anteriormente.

7.4 DIAGRAMA CAUSA-EFECTO

El diagrama causa-efecto es una representación gráfica que permite visualizar las relaciones entre causas y efectos para un problema, además de mostrar otras diversas variables que intervienen. De esta manera, utilizando este diagrama, también conocido como Espina de Ishikawa, procederemos a evaluar otros factores importantes en el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión. (Ver Gráfico N° 22)

Gráfico N° 22: Diagrama de Ishikawa



Fuente: Elaboración propia.

7.4.1 FALLAS

Los diagramas de Pareto para las emergencias SAE's y OA's mostraron aquellos tipos de fallas a los cuales se les debe prestar una mayor atención. A continuación se detallan estas causas según tipo de emergencia y sucursal.

7.4.1.1 FALLAS SAE'S

Las causas de interrupción del tipo SAE a las cuales el proceso debe prestarles mayor atención son las siguientes: defecto interno en instalación del cliente, falso contacto y material o equipo defectuoso. Para obtener un análisis de mayor profundidad se han distribuido estas tres causas de interrupción según sucursales de atención de la compañía. (Ver Cuadro N° 16)

Cuadro N° 16:Fallas frecuentes en SAE's

Sucursales	Causa de interrupción SAE					
	Defecto interno en instalación de cliente	%	Falso contacto	%	Material o equipo defectuoso	%
Sucursal 1	10186	25.8%	8859	35.1%	4865	29.8%
Sucursal 2	14295	36.2%	5122	20.3%	5751	35.3%
Sucursal 3	10469	26.5%	6573	26.1%	4765	29.2%
Lima Provincias	4402	11.2%	4488	17.8%	914	5.6%
Centros aislados	105	0.3%	174	0.7%	12	0.1%
TOTAL	39456	100.0%	25217	100.0%	16306	100.0%

Fuente: Elaboración propia.

La Sucursal 2 es aquella que concentra la mayor parte de las emergencias SAE por causa de desperfecto en instalación del cliente (36%). Conrelación al falso contacto es la Sucursal 1 la que concentra la mayoría (35%) mientras que en las emergencias por material o equipo defectuoso, la Sucursal 2 concentra el 35% y las Sucursales 1 y 3 el 30% y 29% respectivamente. La emergencia más común en Lima Provincias y Centros aislados es por falso contacto.

7.4.1.2 FALLAS OA'S

Las causas de interrupción del tipo OA a las cuales el proceso debe prestarles mayor atención son las siguientes: por sobrecarga, corrosión, humedad y envejecimiento. Para obtener un análisis de mayor profundidad se han distribuido estas cuatro causas de interrupción según sucursales de atención de la compañía. (Ver Cuadro N° 17)

Cuadro N° 17:Fallas frecuentes en OA´s

Sucursales	Causa de interrupción OA							
	Sobrecarga		Corrosión		Humedad		Envejecimiento	
		%		%		%		%
Sucursal 1	854	38.1%	744	44.2%	603	37.1%	445	27.9%
Sucursal 2	579	25.8%	389	23.1%	422	26.0%	411	25.8%
Sucursal 3	695	31.0%	420	25.2%	598	36.8%	735	46.1%
Lima Provincias	114	5.1%	85	4.0%	2	0.1%	3	0.2%
Centros aislados	0	0.0%	0	3.5%	0	0.0%	0	0.0%
TOTAL	2242	100.0%	1638	100.0%	1625	100.0%	1593	100.0%

Fuente: Elaboración propia.

Las emergencias por sobrecargas son más comunes en la Sucursal 1, la cual concentra el 38.1% de total atendido en el 2012. Las causas de interrupción por corrosión, humedad y envejecimiento tienen mayor incidencia en las Sucursales 1, 1 y 3, y la Sucursal 3 respectivamente. Por corrosión la Sucursal 1 concentra el 44.2%, mientras que por humedad esta sucursal concentra el 37.1% y la Sucursal 3 el 36.8%. Para el caso de OA´s causadas por envejecimiento, la Sucursal 3 concentró el 46.1% de las interrupciones por este motivo.

Asimismo, podemos ver en el Cuadro N° 18 la apertura de estas fallas por tipo de red.

Cuadro N° 18:Fallas frecuentes en OA´s por ubicación

Sucursales	Sobrecarga			Corrosión			Humedad			Envejecimiento		
	Red Aérea	Red Subterránea	Subestación Distribución	Red Aérea	Red Subterránea	Subestación Distribución	Red Aérea	Red Subterránea	Subestación Distribución	Red Aérea	Red Subterránea	Subestación Distribución
Sucursal 1	39	86	729	682	22	40	9	587	7	37	397	11
Sucursal 2	33	75	471	376	9	4	10	410	2	5	393	13
Sucursal 3	26	129	540	345	45	30	39	523	36	23	704	8
Lima Provincias	6	0	108	70	0	15	1	0	1	2	0	1
Centros aislados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	104	290	1848	1473	76	89	59	1520	46	67	1494	33

Fuente: Elaboración propia.

El cuadro anterior muestra las emergencias OA´s más comunes y por tipo de red. De esta manera, aparte de conocer que la Sucursal 1 concentra el mayor número de sobrecargas, podemos observar que la gran mayoría de estas se localiza en las SED´s. Las emergencias por corrosión, como hemos mencionado, son mayores en la Sucursal 1 y mayoritariamente en las redes aéreas, mientras que las fallas en el suministro por humedad, comunes en las Sucursales 1 y 3, se dan en mayor medida en las redes subterráneas. En cuanto a emergencias OA´s ocasionadas por el envejecimiento de las

redes, estas se dan en mayor cantidad en las redes subterráneas y se concentran mayoritariamente en la Sucursal 3.

7.4.2 PERSONAL

El personal que atiende las interrupciones imprevistas en baja tensión es personal de la empresa contratista, no de la compañía. Sin embargo, la experiencia que pueda tener la empresa contratista o la especialización o entrenamiento de su personal afectarán el desarrollo del proceso de restablecimiento del suministro eléctrico. Asimismo, la gestión de las cuadrillas y la cobertura de las mismas según clientes y emergencias también tendrán impactos en el desempeño del proceso.

7.4.2.1 EXPERIENCIA

La compañía trabaja con tres empresas contratistas seleccionados a través de un proceso de licitación para atender las interrupciones imprevistas de baja tensión en su zona de concesión. Estas empresas contratistas son: Cobra, Calatel y Emte-Ingedisa. (Ver Cuadro N° 19)

Cuadro N° 19:Empresas contratistas de la compañía

Empresa Contratista	Central	Años de experiencia	Sucursales que atiende
COBRA	Callao	12 años	Sucursal 1, Sucursal 3 y Centros aislados.
CALATEL	Callao	15 años	Sucursal 2.
EMTE-INGEDISA*	Lima Provincia	4 años	Lima Provincias.

(*) En el año 2012 INGEDISA pasa a ser EMTE-INGEDISA.

Fuente: Elaboración propia.

La empresa contratista COBRA es la encargada de destacar personal a las Sucursales 1, 3 y los Centros aislados. Asimismo, atiende todas estas sucursales desde una misma central la cual se encuentra ubicada en la Provincia Constitucional del Callao. Si tomamos en cuenta los años que este contratista lleva trabajando para la compañía como el *know-*

*how*²³ del negocio podríamos decir que posee doce años de experiencia reparando interrupciones imprevistas en baja tensión. La empresa contratistas CALATEL también tiene su central en el Callao, atiende únicamente la Sucursal 2 y posee quince años de experiencia en reparaciones de interrupciones en el suministro eléctrico. Finalmente, la empresa EMTE-INGEDISA se encarga de atender las interrupciones imprevistas en la Sucursal de Lima Provincias y posee cuatro años desarrollando esa actividad. Todas las empresas contratistas que trabajan con la compañía en la atención de interrupciones imprevistas al suministro eléctrico de baja tensión poseen más de tres años desarrollando esta actividad lo que demuestra un buen grado de experiencia en el tema.

7.4.2.2 FORMACIÓN / CAPACITACIÓN

Dentro del personal de los contratistas, no todos tienen los mismos estudios o formación. Solo aquellos que tienen la función de reparación propiamente dicha, es decir, contacto directo con el cable, son aquellos que cumplen con una carrera técnica especializada. El personal restante no posee una carrera técnica pero cuentan con cursos, seminarios, capacitaciones en electricidad y seguridad. La compañía les exige a sus contratistas cumplir con ciertos estándares de formación de su personal y la continua capacitación del mismo.

La compañía establece los cursos con los cuales debe contar el personal de la empresa contratista y los centros que deberán certificarlos. En el caso de que un trabajador posea un certificado válido de formación eléctrica pero este no este certificado por los centros señalados por la compañía, es labor del contratista apoyar a su personal y luego presentarlo con el certificado respectivo. De esta manera se busca que todo el personal contratista involucrado en el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión cuente con un mismo perfil técnico, y cumpla con los estándares de la compañía.

²³ Literalmente es el “Saber hacer” en un negocio.

Adicionalmente, la empresa contratista realiza capacitaciones a su personal para cumplir con las obligaciones contractuales contraídas con la compañía y brinda otras capacitaciones, las que crea convenientes, de orden no obligatorio. De esta forma todo el personal de los contratistas, aparte de tener una carrera técnica o cursos/seminarios de formación de orden eléctrico, es capacitado por sus respectivas empresas según los requerimientos de la compañía y/o iniciativas de sus empleadores directos.

7.4.2.3 LAS CUADRILLAS DE REPARACIONES EN BT

Según el tipo de falla SAE u OA, o la Sucursal en la que haya tenido lugar la interrupción imprevista, el Centro de Control de Baja Tensión decidirá enviar a la Cuadrilla SAE, OA o SAE/OA para atender la solicitud del cliente. (Ver Cuadro N° 20)

Cuadro N°20: Tipos de cuadrillas de reparaciones BT

Tipo de Cuadrilla	Vehículo	# de Técnicos	Funciones
SAE	Camioneta	2 personas	Revisar la circuitería del medidor (fusibles, cables, etc.)
OA	Camión pequeño	8 personas	Romper la vereda si la falla esta en la red subterránea o subir con arnés a los postes que sostienen la red aérea.
SAE/OA*	Camioneta Van	3 personas	Atiender tanto SAE's como OA's.

(*) Esta cuadrilla es especial para las sucursales Lima Provincias y Centros Aislados.

Fuente: Elaboración propia.

7.4.2.3.1 LAS CUADRILLAS SAE

Las fallas en el suministro eléctrico por SAE's son reparadas por las cuadrillas de reparaciones SAE's. Esta cuadrilla está integrada por una camioneta y dos tripulantes a bordo: el chofer y el localizador. El localizador es el encargado de ubicar la falla de la interrupción imprevista y solucionarla (ver Cuadro N° 21). En algunos casos, el chofer es también un técnico.

Cuadro N° 21: Composición de las cuadrillas SAE

Tipo de Cuadrilla	Vehículo	Número de Técnicos	Personal	Funciones
SAE	Camioneta	2 personas	Chofer	Transportar al personal a la zona de la falla.
			Localizador	Analizar el plano eléctrico, ubicar la falla y reparar.

Fuente: Elaboración propia.

7.4.2.3.2 LAS CUADRILLAS OA

Las fallas en el suministro eléctrico por OA's son reparadas por la cuadrilla de reparaciones OA's,. Esta cuadrilla está integrada por un camión pequeño con ocho trabajadores en su interior: el chofer, el localizador, tres empalmadores y tres ayudantes. Una vez que el localizador ubicó la causa de la falla del tipo OA, el empalmador es el encargado de cortar el cable sea este subterráneo o aéreo, realizar el empalme con un cable nuevo y restablecer el servicio. Los ayudantes realizan labores de apoyo de orden no eléctrico como romper la vereda en caso la falla se dé en la red subterránea. (Ver Cuadro N° 22)

Cuadro N° 22: Composición de las cuadrillas OA

Tipo de Cuadrilla	Vehículo	Número de Técnicos	Personal	Funciones
OA	Camión pequeño	8 personas	Chofer	Transportar al personal a la zona de la falla.
			Localizador	Analizar el plano eléctrico, ubicar la falla.
			Empalmadores (3)	Seccionar el cable y realizar el empalme correspondiente.
			Ayudantes (3)	Labores de apoyo no de orden eléctrico (ejemplo: romper la acera)

Fuente: Elaboración propia.

7.4.2.3.3 LAS CUADRILLAS SAE/OA

Como la gran concentración de fallas SAE's y OA's se dan en Lima Metropolitana, en las sucursales de Lima Provincias y Centros aislados se tienen a las cuadrillas Cuadrillas SAE/OA que atienden ambos tipos de fallas. Esta cuadrilla está compuesta por un camioneta tipo van y tres personas a bordo: el chofer, el localizador y el ayudante con las funciones ya mencionadas. (Ver Cuadro N° 23)

Cuadro N° 23: Composición de las Cuadrillas SAE/OA

Tipo de Cuadrilla	Vehículo	Número de Técnicos	Personal	Funciones
SAE/OA	Camioneta Van	3 personas	Chofer	Transportar al personal a la zona de la falla.
			Localizador	Analizar el plano eléctrico, ubicar la falla y reparar.
			Ayudante	Labores de apoyo no de orden eléctrico (ejemplo: romper la acera)

Fuente: Elaboración propia.

7.4.2.4 TURNOS

Las cuadrillas de reparación tienen dos turnos al día, el primero es de 16 horas durante el día y el segundo de 8 horas en la madrugada. Las cuadrillas prestan servicio las veinticuatro horas incluyendo domingos y feriados. El primer turno inicia a las 7:00 am y termina a las 11:00 p.m. mientras que el segundo va de 11:00 p.m. a 7:00 am. Las cuadrillas que realizan el primer turno (día) trabajan interdiariamente mientras que las del segundo turno (madrugada) trabajan toda la semana. Es decir, una cuadrilla trabajará los lunes, miércoles, viernes y domingo mientras que otra los días martes, jueves y sábado en el turno de día, intercambiando sus días de trabajo a la semana siguiente para respetar el día de descanso entre los días trabajados. En el turno de la madrugada, una misma cuadrilla trabajará de lunes a domingo en el horario de 11 p.m. a 7 a.m. El horario de atención de las cuadrillas se muestra en el Anexo N° 11.

El turno de dieciséis horas se da por un tema de ahorro de tiempo. Al entrar una cuadrilla de reparaciones a su turno a las 7:00 a.m. y dirigirse al lugar que se le haya asignado transcurrirá alrededor de una hora, ocurriendo lo mismo al terminar su turno. Ello implica el transcurso de dos horas por turno solo en el traslado de la cuadrilla desde y hacia la central de su contratista. Este efecto de dos horas perdidas es menor en una jornada de trabajo de dieciséis horas que en una de ocho horas, donde el trabajo efectivo sería de aproximadamente seis horas diarias frente a la actual de catorce horas.

7.4.2.4.1 PRIMER TURNO

El número de cuadrillas de reparación atendiendo durante el turno día es distinto al turno de madrugada. Durante el día atienden en Lima Metropolitana treinta cuadrillas distribuidas en tres sectores geográficos determinados por la compañía, mientras que para Lima Provincias atienden tres cuadrillas y una para Centros aislados²⁴ como se muestra en el Cuadro N° 24. Las cuadrillas de Lima Provincias y Centros aislados realizan las funciones de SAE's y OA's, a diferencia de Lima, que posee ocho cuadrillas SAE y dos del tipo OA para sus tres sectores respectivamente. La única cuadrilla de Centros aislados es denominada "volante", ya que está sujeta a la cantidad de trabajo que se presente y sale a campo después de acumular ciertas órdenes.

Cuadro N° 24: Cuadrillas de reparaciones en campo en primer turno

Sector	Cuadrillas de reparación		Total
	Cuadrillas SAE's	Cuadrilla OA's	
Sector 1	8	2	10
Sector 2	8	2	10
Sector 3	8	2	10
Lima Provincias	3		3
Centros aislados	1		1
TOTAL			34

Fuente: Elaboración propia.

7.4.2.4.2 SEGUNDO TURNO

En el turno de madrugada, al ser el número de llamadas recibidas por interrupción en el suministro eléctrico menor debido a la naturaleza del horario, la cantidad de cuadrillas de reparaciones en campo es mínimo (ver Cuadro N° 25). En este turno solo hay una cuadrilla para todos los sectores de concesión en Lima, tres para Lima Provincias y ninguna para los Centros aislados.

²⁴ La compañía denomina Centros aislados a las localidades que se encuentran geográficamente entre Lima y sus provincias.

Cuadro N° 25: Cuadrillas de reparaciones en campo en segundo turno

Sector	Cuadrillas de reparación		Total
	Cuadrillas SAE's	Cuadrilla OA's	
Sector 1	1	0	1
Sector 2			
Sector 3			
Lima Provincias	3		3
Centros aislados	0		0
TOTAL			4

Fuente: Elaboración propia.

Cabe resaltar que no siempre una misma cuadrilla cuenta con los mismos integrantes, sino que el personal va rotando. Se denomina cuadrilla a la unidad vehicular compuesta por personal técnico para las reparaciones o entregas de materiales, así que por ejemplo al denominar “cuadrilla 3” a la cuadrilla de reparaciones que trabaja todas las madrugadas, no nos estamos refiriendo al mismo personal técnico. Asimismo, cada sector tiene asignado una empresa contratista para llevar a cabo las labores de obras, reparación y mantenimiento a excepción de los Sectores 1, 3 y Centros aislados que están bajo una misma empresa contratista²⁵.

7.4.2.5 COBERTURA DEL PERSONAL

Un factor importante para evaluar el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión es conocer si el número de cuadrillas en campo es el suficiente para un número determinado de clientes, y para atender un cierto número de emergencias. Para ello se procede analizar la disposición y número de cuadrillas por sucursal según el número de sus clientes y el número de interrupciones imprevistas que las cuadrillas de reparaciones atienden. Asimismo, se ha tomado la distribución de cuadrillas en el turno día que es cuando se presentan el mayor número de quejas de los clientes.

7.4.2.5.1 PERSONAL PARA SAE'S

²⁵Los contratistas por Sucursal se muestran en el Anexo N° 12

A continuación se presenta la cobertura del personal de atenciones a emergencias SAE's por clientes, por emergencias y adicionalmente, las emergencias por clientes lo que permitirá mostrar las sucursales que tienen un mayor grado de emergencias para su número de clientes.

7.4.2.5.1.1 PERSONAL POR CLIENTES

La cobertura de clientes por las cuadrillas permitirá observar la distribución de clientes por sucursal, el número de cuadrillas asignadas a atenderlos y finalmente, el número de clientes asignado a cada cuadrilla SAE durante el turno día. (Ver Cuadro N° 26)

Cuadro N° 26: Clientes por cuadrilla en SAE's

Sucursales	Clientes	%	Cuadrillas SAE	Clientes / Cuadrillas
Sucursal 1	405,480	33.70%	8	50,685
Sucursal 2	321,887	26.76%	8	40,236
Sucursal 3	364,466	30.29%	8	45,558
Lima Provincias	108,172	8.99%	3	36,057
Centros aislados	3,056	0.25%	1	3,056
Total	1,203,061	100%		

Fuente: Elaboración propia.

La sucursal que atiende un mayor número de clientes es la Sucursal 1, seguida de la Sucursal 3 y luego la Sucursal 2. Estas tres sucursales concentran a todos los clientes dentro del área de concesión de la compañía en Lima Metropolitana (90.75%). La sucursal Lima Provincias atiende un número menor de clientes, mientras que en Centros aislados el número de clientes por cuadrilla SAE es el más bajo.

7.4.2.5.1.2 PERSONAL POR EMERGENCIAS

La cobertura de emergencias SAE por cuadrilla permitirá observar la concentración de estas por sucursal, el número de cuadrillas asignadas a resolverlos y el número de

emergencias promedio que resuelven mensualmente cada cuadrilla del tipo SAE. Cabe resaltar que las emergencias SAE's son más numerosas en comparación a las emergencias OA's. (Ver Cuadro N° 27)

Cuadro N° 27: Emergencias por cuadrilla en SAE's

Sucursales	Emergencias SAE	%	Cuadrillas SAE	Emergencias SAE / Cuadrillas
Sucursal 1	4,137	33.89%	8	517
Sucursal 2	3,382	27.71%	8	423
Sucursal 3	3,542	29.02%	8	443
Lima Provincias	1,116	9.14%	3	372
Centros aislados	30	0.25%	1	30
Total	12,207	100%		

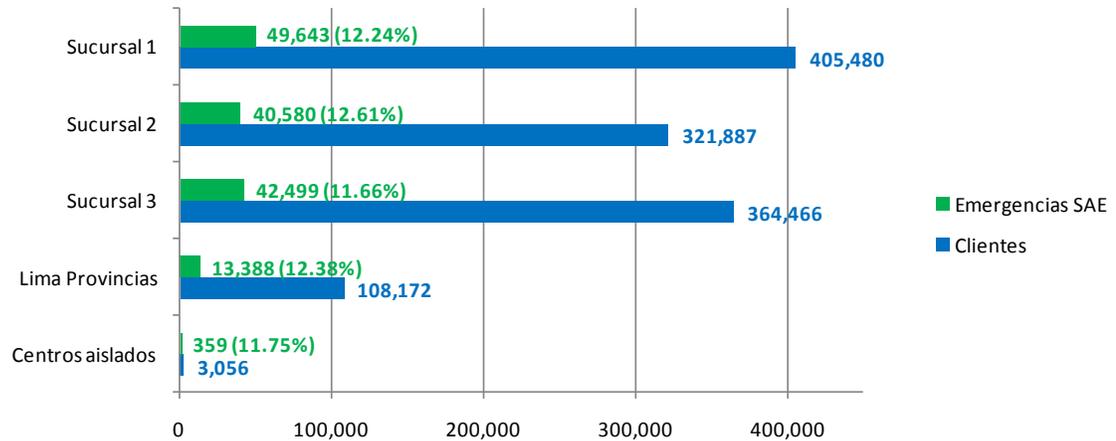
Fuente: Elaboración propia.

Las cuadrillas que atienden mensualmente el mayor número de emergencias SAE's son las de la Sucursal 1, seguida de las Sucursales 2 y 3. Luego, con menores emergencias por cuadrilla está la sucursal Lima Provincias, y, con un promedio de treinta emergencias SAE por cuadrilla la sucursal Centros aislados.

7.4.2.5.1.3 EMERGENCIAS POR CLIENTE

Otro análisis importante es detectar cuáles son las sucursales que concentran el mayor número de fallas en función de la cantidad de clientes que poseen. Para ello se ha procedido a dividir el acumulado anual de emergencias SAE y su número respectivo de clientes. (Ver Gráfico N° 23)

Gráfico N° 23:Emergencias SAE por clientes



Fuente: Elaboración propia.

La sucursal que concentra un mayor número de emergencias SAE por cliente es la Sucursal 2, seguida de la sucursal Lima Provincias y la Sucursal 1. Una menor concentración la presenta la sucursal de Centros aislados y la Sucursal 3. Este análisis permite mostrar el número de emergencias SAE según la proporción de clientes por sucursal.

7.4.2.5.2 PERSONAL PARA OA'S

A continuación se presenta la cobertura del personal de atenciones a emergencias OA's por clientes, por emergencias y adicionalmente, las emergencias por clientes que permitirá mostrar las sucursales que tienen un mayor grado de emergencias para su número de clientes.

7.4.2.5.2.1 PERSONAL POR CLIENTES

La cobertura de clientes por las cuadrillas permitirá observar la distribución de clientes por sucursal, el número de cuadrillas asignadas a atenderlos y finalmente, el número de clientes asignado a cada cuadrilla OA durante el turno día. (Ver Cuadro N° 28)

Cuadro N° 28: Personal por cuadrilla en OA's

Sucursales	Clientes	%	Cuadrillas OA	Clientes / Cuadrillas
Sucursal 1	405,480	33.70%	2	202,740
Sucursal 2	321,887	26.76%	2	160,944
Sucursal 3	364,466	30.29%	2	182,233
Lima Provincias	108,172	8.99%	3	36,057
Centros aislados	3,056	0.25%	1	3,056
Total	1,203,061	100%		

Fuente: Elaboración propia.

La sucursal que atiende un mayor número de clientes es la Sucursal 1, seguida de la Sucursal 3 y luego la Sucursal 2. Estas tres sucursales concentran casi a la totalidad de clientes de la compañía (90.75%). La sucursal Lima Provincias atiende un número menor de clientes, mientras que en Centros aislados el número de clientes por cuadrilla es el más bajo.

7.4.2.5.2.2 PERSONAL POR EMERGENCIAS

La cobertura de emergencias OA por cuadrilla permitirá observar la concentración de estas por sucursal, el número de cuadrillas asignadas a resolverlos y el número de emergencias que resuelven mensualmente en promedio cada cuadrilla del tipo OA. (Ver Cuadro N° 29)

Cuadro N° 29: Emergencias por cuadrilla en OA´s

Sucursales	Emergencias OA	%	Cuadrillas OA	Emergencias OA / Cuadrillas
Sucursal 1	305	36.22%	8	38
Sucursal 2	213	25.30%	8	27
Sucursal 3	289	34.32%	8	36
Lima Provincias	34	4.04%	3	11
Centros aislados	1	0.12%	1	1
Total	842	100%		

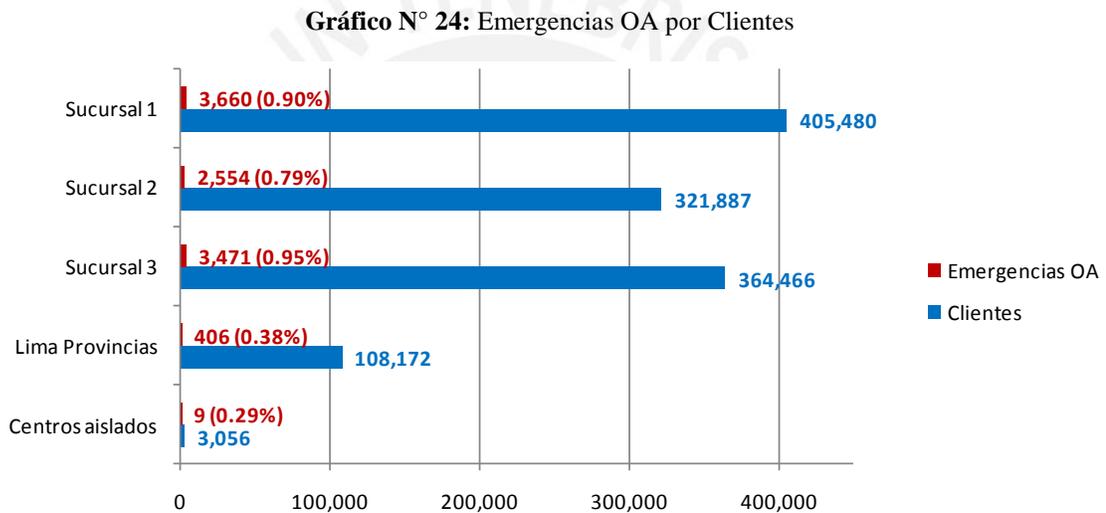
Fuente: Elaboración propia.

Las cuadrillas que atienden mensualmente el mayor número de emergencias OA´s son las de la Sucursal 1, seguida de las Sucursales 3 y 2. Luego con menores emergencias por

cuadrilla está la sucursal Lima Provincias, y con un promedio de mínimo de emergencias OA por cuadrilla la sucursal de Centros aislados.

7.4.2.5.2.3 EMERGENCIAS POR CLIENTE

Otro análisis importante es detectar cuáles son las sucursales que concentran el mayor número de fallas en función de la cantidad de clientes que poseen. Para ello se ha procedido a dividir el acumulado anual de emergencias OA y su número respectivo de clientes. (Ver Gráfico N° 24)



Fuente: Elaboración propia.

La sucursal que concentra un mayor número de emergencias OA por cliente es la Sucursal 3, seguida de la Sucursal 1 y 2. La sucursal Lima Provincias tiene una menor concentración al igual que la sucursal de Centros aislados. Ello quiere decir que si bien la Sucursal 3 no es la que tiene el mayor número de OA's, en relación al número de clientes que posee la proporción si es significativa.

7.4.3 MATERIALES

7.4.3.1 MATERIALES DE REPARACIÓN

Los materiales a ser empleados en las diferentes SAE´s u OA´s se encuentran en los almacenes de los contratistas. Las cuadrillas cargan sus unidades con los materiales necesarios para atender las interrupciones en el suministro. A las 7:00 a.m. salen las cuadrillas de la base del contratista con su respectivo stock de materiales.

7.4.3.1.1 MATERIALES EMPLEADOS PARA REPARAR SAE´S

Las cuadrillas que atienden SAE´s, por la misma naturaleza de las interrupciones que atienden, cuentan con materiales más sencillos y disponibles que los empleados por las cuadrillas de reparación OA. Entre estos materiales se encuentran pernos, tornillos y tubos (ver Cuadro N° 30). En caso de una ruptura de stock²⁶, estos pueden ser comprados por el contratista quien después remitirá la factura a la compañía.

Cuadro N° 30: Materiales para cuadrillas SAE´s

Tipo de Cuadrilla	Materiales
SAE	Material menudo*: pernos, tornillos, tubos, etc.

(*): Material disponible en ferreterías.
Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, estas cuadrillas llevan en sus unidades otros elementos de apoyo para sus actividades de reparación de SAE´s, tales como cintas señalizadoras, parantes y mallas.

7.4.3.1.2 MATERIALES EMPLEADOS PARA REPARAR OA´S

El camión pequeño de la cuadrilla de reparaciones de OA´s sale al campo abastecido de materiales. Entre los materiales que suele llevar están los siguientes: cables, empalmes, uniones, parantes, entre otros (ver Cuadro N°31). A diferencia de los materiales empleados por las cuadrillas SAE, estos materiales no pueden ser encontrados en ferreterías y requieren de proveedores locales o extranjeros para su obtención.

²⁶ Cuando los materiales provistos por LA COMPAÑÍA se encuentran agotados en los almacenes.

Cuadro N° 31: Materiales para cuadrillas OA's

Tipo de Cuadrilla	Materiales
OA	Cables, empalmes, terminales, fusibles, etc

Fuente: Elaboración propia.

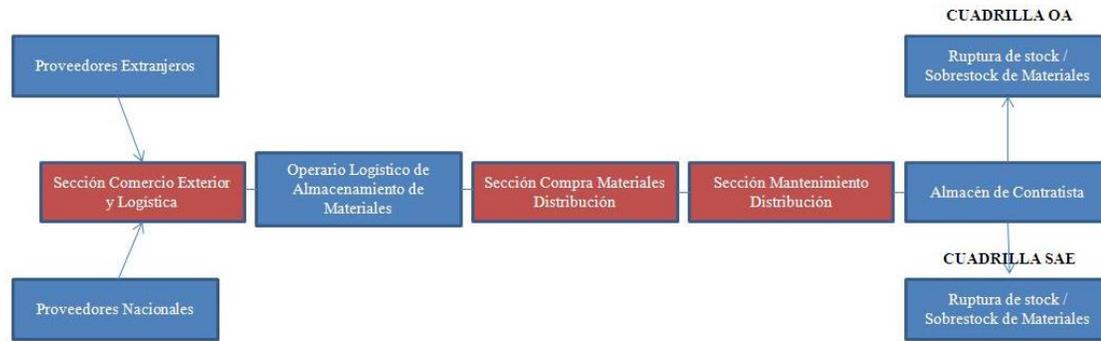
Aparte de los elementos de apoyo también utilizados por las cuadrillas de SAE's, las unidades de OA's cuentan con escalera, comba o martillo eléctrico.

7.4.3.2 DISPONIBILIDAD DE MATERIALES

Cuando una cuadrilla de reparaciones de BT requiere de material que no puede conseguir en ferreterías, debe acudir al almacén de su contratista y abastecerse de lo que requiera. Recordemos que son las cuadrillas de reparaciones SAE's las que pueden encontrar los materiales necesarios para atender sus emergencias en ferreterías, a diferencia de las cuadrillas OA's. En caso quede insuficiente o nada del material, el contratista debe comunicarlo a la Sección de Mantenimiento Distribución para que le emita un permiso de recojo de los materiales del almacén de otra empresa, una operaria de servicios logísticos de almacenamiento debido a que la compañía no cuenta con almacén propio. Si en este último almacén no cuentan con el material requerido, la Sección de Compras Materiales Distribución, perteneciente al área de Aprovisionamiento²⁷, debe emitir órdenes de compra a distintos proveedores nacionales o extranjeros. Todos los materiales son dirigidos al almacén de la empresa de servicios logísticos, donde el área de Comercio Exterior y Logística (aparte de encargarse de temas aduaneros), posee un equipo encargado del control de calidad de los materiales adquiridos.

Gráfico N° 25: Adquisición de materiales

²⁷ Las Secciones que conforman el área de Aprovisionamiento se muestran en el Anexo N° 13



Fuente: Entrevista a compradores de la Gerencia de Aprovisionamiento. Diciembre 2012.

Elaboración propia.

La sección Compras Materiales Distribución recibe de diversas áreas sus previsiones de requerimientos de materiales anuales, entre ellas el área que atiende las interrupciones imprevistas en BT, y, en base a esa información, realiza la programación de compras durante el año. Las compras se realizan por lotes a proveedores nacionales y extranjeros²⁸, el material es descargado en el almacén del operador logístico y las áreas van retirando lo necesario de su reserva según los requerimientos de su operación. Asimismo la compañía tiene una política de programación de inventario justo a tiempo (o JIT por sus siglas en inglés), con la cual se busca cumplir el objetivo de contar con los bienes adecuados en el lugar adecuado en el momento adecuado. (BALLOU 2004:428)

Los pronósticos de las áreas actualmente se están basando en el histórico de consumos que tuvieron y sobre la base a ello están programando las compras de materiales. Ello lleva a que la sección de Compras Material Distribución programe las adquisiciones de material basándose en el consumo del año anterior que no necesariamente se ajusta a las necesidades actuales, lo que repercute, en caso de ruptura de stock, en la falta de materiales de las cuadrillas de reparaciones para atender alguna emergencia. Como son las interrupciones del tipo OA las que requieren de materiales de proveedores especializados, muchas veces el no tener el material para suplir la necesidad prolonga el tiempo de restablecimiento del suministro eléctrico y ello genera costos para la compañía. De otro lado, el sobrestock en almacén representa dinero inmovilizado y espacio usado

²⁸ En promedio tres proveedores locales o extranjeros por producto requerido.

que podría ser utilizado por productos con una mayor rotación. Además está la política de contar con inventarios mínimos de la compañía.

Cuando una cuadrilla de reparaciones necesita de material para atender una emergencia debe solucionarlo en el momento. Lo que se ha realizado en aquellos momentos es pedirle a la empresa contratista que consiga el material y que luego la compañía se lo compre, pero ello tiene un cargo económico adicional. En otros casos se buscan empresas que operen con esos materiales y posean remanentes en stock para adquirirlos y poder atender la emergencia respectiva. Ambas soluciones ante una ruptura de stock elevan los costos del proceso de gestión de las interrupciones imprevistas en baja tensión.

7.4.4 COSTOS

Los costos de las cuadrillas de reparaciones SAE, OA y SAE/OA que se muestran a continuación consideran mano de obra y unidad de transporte. El costo de los materiales no se les ha sido asignado debido a que las cuadrillas desempeñan un papel de custodia de los materiales de la compañía. Los costos presentados son valores mensuales aproximados que permitirán enriquecer el posterior análisis.

7.4.4.1 COSTO POR CUADRILLA SAE

El costo del personal a bordo de una cuadrilla del tipo SAE ha sido obtenido como el promedio de las remuneraciones que perciben de sus respectivas empresas contratistas. En tal sentido, el costo mensual de mano de obra estimado para este tipo de cuadrilla es de S/.1,925.00 nuevos soles. Para el costeo mensual de la unidad vehicular se identificó el modelo y marca de las empleadas en campo y se hizo la valorización mensual para un horizonte de vida útil de cinco años. El costo de la unidad de transporte para una cuadrilla SAE mensual se ha estimado en S/.1,761.00 nuevos soles. (Ver Cuadro N° 32)

Cuadro N° 32: Costeo de cuadrilla SAE

Tipo de Cuadrilla	Elementos	Costo Aproximado Mensual
SAE	Chofer	S/. 850.00
	Localizador	S/. 1,075.00
	Camioneta	S/. 1,761.41
TOTAL		S/. 3,686.41

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera el costo mensual de una cuadrilla de reparaciones SAE es en total S/.1,761.00 nuevos soles, siendo el coste de personal el que representa más del 50% del valor mencionado.

7.4.4.2 COSTO POR CUADRILLA OA

El costo de mano de obra para una cuadrilla OA es mayor al de una SAE. Para el respectivo costeo se han considerado las remuneraciones promedio del chofer, el localizador, tres empalmadores y tres ayudantes, lo que hace que el total de mano de obra ascienda a S/.6,425 nuevos soles. Para el costeo de la unidad vehicular se identificó el modelo y marca de las empleadas en campo, y se hizo la valorización mensual para un horizonte de vida útil de cinco años. El costo de la unidad de transporte para una cuadrilla OA mensual se ha estimado en S/.1,980.00 nuevos soles. (Ver Cuadro N° 33)

Cuadro N° 33: Costeo de cuadrilla OA

Tipo de Cuadrilla	Elementos	Costo Aproximado Mensual
OA	Chofer	S/. 850.00
	Localizador	S/. 1,075.00
	Empalmadores (3)	S/. 2,250.00
	Ayudantes (3)	S/. 2,250.00
	Camión pequeño	S/. 1,980.14
TOTAL		S/. 8,405.14

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera el costo mensual de una cuadrilla de reparaciones OA es en total S/8,405.14 nuevos soles, estando el coste de personal más de tres veces por encima del valor de la unidad vehicular en el costeo mensual.

7.4.4.3 COSTO POR CUADRILLA SAE/OA

El costo del personal a bordo de una cuadrilla que atiende emergencias tanto del tipo SAE como OA en Lima Provincias y Centros aislados, ha sido obtenido como el promedio de las remuneraciones que perciben de sus respectivas empresas contratistas. En tal sentido, el costo mensual de mano de obra estimado para este tipo de cuadrilla es de S/2,975.00 nuevos soles. Para el costeo mensual de la unidad vehicular se identificó el modelo y marca de las empleadas en campo y se hizo la valorización mensual para un horizonte de vida útil de cinco años. El costo de la unidad de transporte para una cuadrilla SAE mensual se ha estimado en S/1,901.76 nuevos soles. (Ver Cuadro N° 34)

Cuadro N° 34: Costeo de cuadrilla SAE/OA

Tipo de Cuadrilla	Elementos	Costo Aproximado Mensual
SAE/OA	Chofer	S/. 850.00
	Localizador	S/. 1,075.00
	Ayudante	S/. 750.00
	Camioneta Van	S/. 1,901.76
TOTAL		S/. 4,576.76

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera el costo mensual de una cuadrilla de reparaciones SAE/OA es en total S/4,576.76 nuevos soles, donde el coste de personal es menor al doble del valor de la unidad vehicular.

Actualmente la compañía maneja sus costos por actividad realizada por las cuadrillas de reparación. Los trabajos se encuentran codificados y tienen un precio asignado los cuales se encuentran en el contrato celebrado entre la compañía y las empresas contratistas. Sin

embargo, por motivos de evaluación y de enfoque de investigación el costeo se realiza por tipo de cuadrilla y no por trabajos en campo.

7.4.4.4 EVALUACIÓN DE COSTOS

Hasta el momento, solo se ha considerado el costo mensual de los distintos tipos de cuadrillas cuando se describió el proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Pero también, como parte de la evaluación del proceso y los objetivos de esta tesis de investigación, se debe evaluar los impactos derivados de la actual gestión del proceso. Para ello se estimarán los costos anuales por tipo de cuadrilla y las compensaciones originadas por las ineficiencias del proceso.

7.4.4.4.1 COSTO DE LAS CUADRILLAS DE REPARACIÓN SAE, OA Y SAE/OA

Las cuadrillas de reparación SAE's tienen un costo anual aproximado de S/. 44,236.90 nuevos soles, mientras que en las cuadrillas de reparación OA's este es S/. 100,861.69 nuevos soles. Las cuadrillas SAE/OA tienen un costo anual por encima de las cuadrillas SAE's pero muy por debajo de las cuadrillas OA's. El monto asciende a S/. 54,921.12 nuevos soles anuales. (Ver Cuadro N°35)

Cuadro N° 35: Costo anual de cuadrillas de reparación BT

Tipo de Cuadrilla	Costo Mensual	Costo Anual
SAE	S/. 3,686.41	S/. 44,236.90
OA	S/. 8,405.14	S/. 100,861.69
SAE/OA	S/. 4,576.76	S/. 54,921.12
TOTAL	S/. 16,668.31	S/. 200,019.71

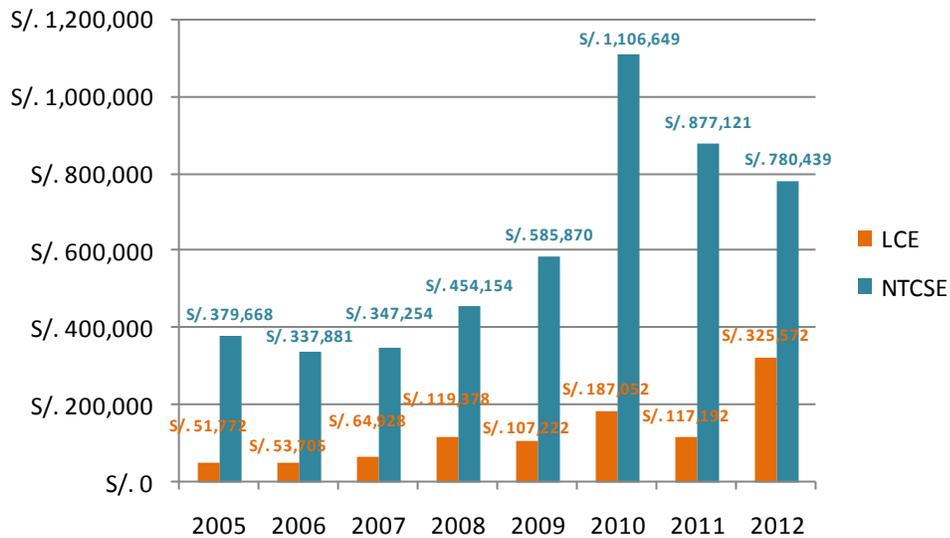
Fuente: Elaboración propia.

Anualmente el costo anual por concepto de cuadrillas de reparaciones de baja tensión asciende a S/. 200,019.71 nuevos soles, siendo la cuadrilla de reparaciones OA aquella que representa más del 50% del valor mencionado.

7.4.4.2 COSTO DE LAS COMPENSACIONES LCE Y NTCSE

El monto total de compensaciones al año 2012 para la baja tensión fue de 1,106,012 nuevos soles aproximadamente, siendo la compensación por NTCSE la más alta (S/. 780,439) frente a la compensación por LCE (S/. 325,572). (Ver Gráfico N° 26)

Gráfico N° 26: Evolución de compensaciones eléctricas LCE y NTCSE



Fuente: Elaboración propia.

Las compensaciones por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) se han estado incrementado desde el año 2005, pasando de S/. 51,772 a S/. 325,572 en el 2012. En el caso de las compensaciones por la Norma Técnica de Calidad del Sector Eléctrico (NTCSE), el incremento se dio desde el año 2006 pasando de S/. 337,881 a S/. 1,106,649 en el 2010. Los años 2011 y 2012 muestran una reducción de la NTCSE a S/. 877,121 y S/. 780,439 respectivamente.

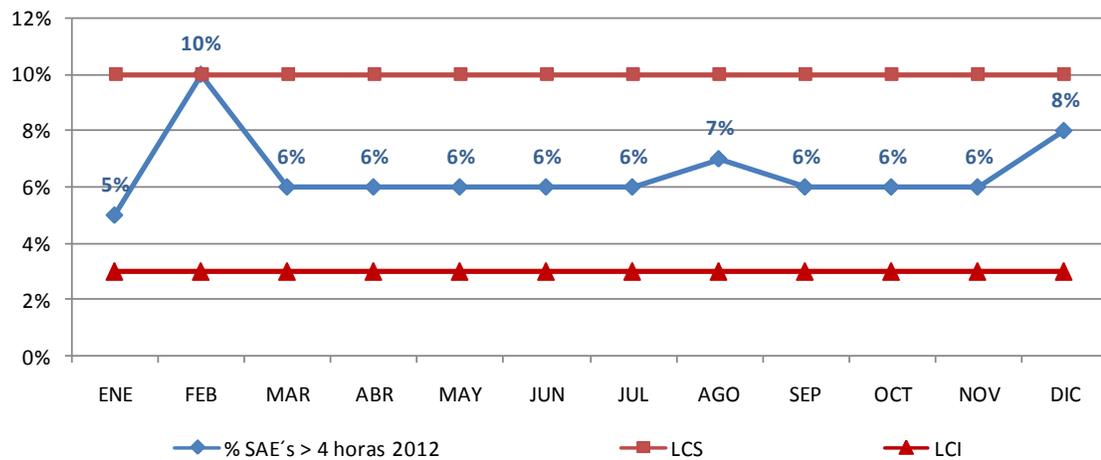
7.5 EFICIENCIA DEL PROCESO

Después de analizar las posibles causas y efectos sobre las distintas variables relacionadas al proceso de interrupciones imprevistas en baja tensión, es necesario realizar también un análisis sobre la eficiencia actual del proceso según las emergencias SAE´s y OA´s.

7.5.1 EFICIENCIA EN LA ATENCIÓN DE SAE'S

Para analizar la eficiencia del proceso en la atención de SAE's se ha empleado un gráfico de control que establece como límites de control los resultados obtenidos en el año 2011. El límite de control inferior (LCI) está representado por el menor valor porcentual de SAE's que superaron las cuatro horas de interrupción en el 2011 (3%), mientras que el límite de control superior es el propio para el mayor valor porcentual (10%).(Ver Gráfico N° 27)

Gráfico N° 27: Gráfico de control de SAE's mayores a 4 horas



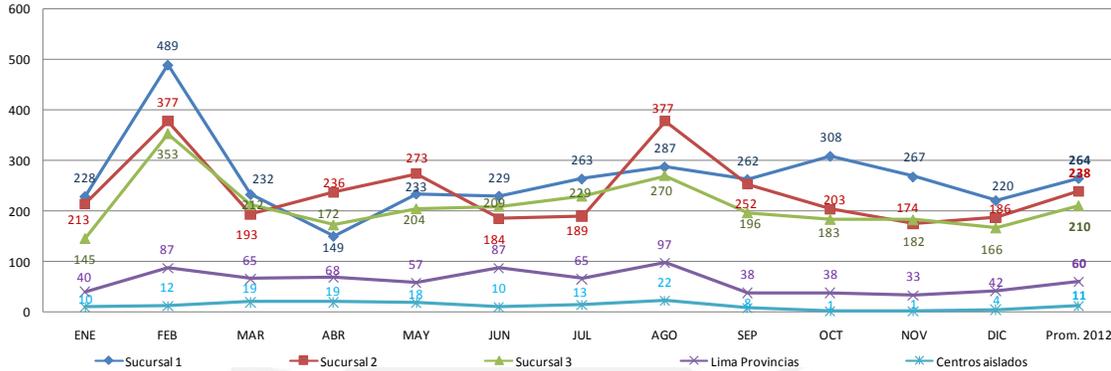
Fuente: Elaboración propia.

El gráfico de control muestra la evolución mensual del número de interrupciones imprevistas que superaron las cuatro horas durante el año 2012 dentro de los parámetros establecidos por los límites de control. La variabilidad del proceso ha sido sostenida en la mayoría de meses salvo en los meses de febrero y diciembre. Sin embargo, el proceso se encuentra bajo control al situarse por encima del límite de control inferior y por debajo del límite superior a excepción del mes de febrero donde estos fueron iguales.

7.5.1.1 EFICIENCIA POR SUCURSAL

Para evaluar la eficiencia del proceso de gestión de interrupciones imprevistas SAE's por sucursal se han tomado el número de interrupciones de cada una que sean mayores a cuadro horas, y el tiempo promedio mensual de cada una de ellas. (Ver Gráfico N° 28)

Gráfico N° 28: Frecuencia SAE's mayores a 4 horas por sucursal

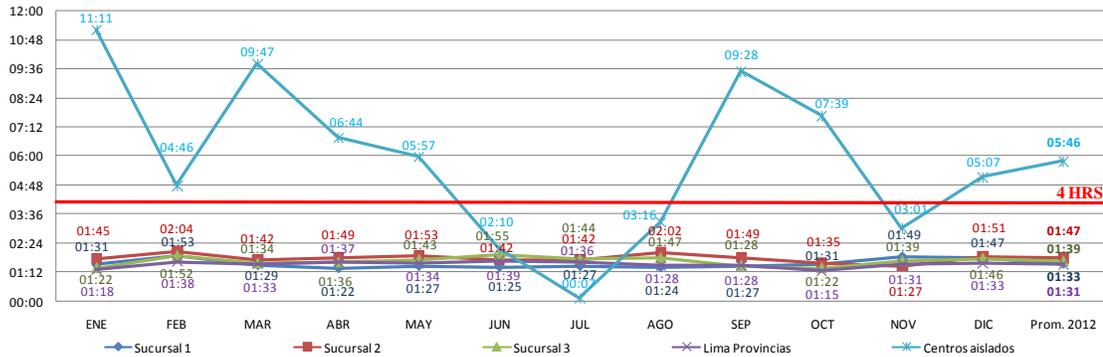


Fuente: Elaboración propia.

El análisis de la frecuencia de interrupciones imprevistas que superan las cuatro horas por sucursal permite ver cuál es la situación en cada una de ellas. Cabe resaltar que cada sucursal tiene sus propias características, estando, por ejemplo, el área geográfica que abarca, el número de clientes, y tipos de clientes, los cuales pueden ser residenciales, comerciales e industriales. La gráfica permite ver cuáles son las sucursales que están concentrando la mayor cantidad de incidencias, las cuales son Sucursales 1 y la Sucursal 2. La Sucursal 3 mantiene un nivel menor de interrupciones que sobrepasan las cuatro horas pero mantiene cerca a las dos primeras. Las Sucursales de Lima Provincias y Centros aislados se encuentran muy por debajo de los tres primeros y con una frecuencia más estable, sin concentrar en algunos meses altos números de interrupciones como sucedió con las Sucursales 1, 2 y 3.

A continuación se muestran los tiempos por Sucursal, y una línea roja al nivel de las cuatro horas de interrupción para indicar dónde el proceso tomó más tiempo de reposición del servicio eléctrico y en qué mes sucedió el hecho. (Ver Gráfico N° 29)

Gráfico N° 29: Duración SAE´s por Sucursal



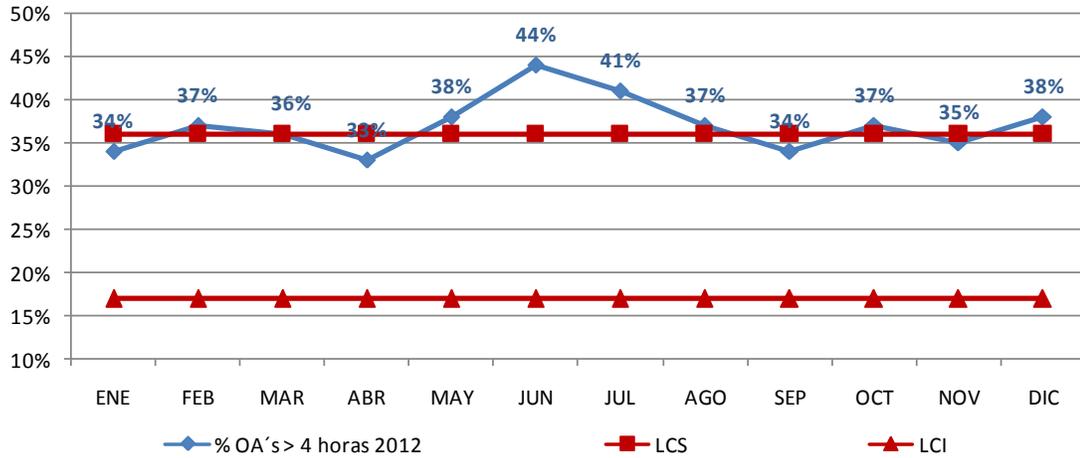
Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las duraciones de las interrupciones imprevistas en baja tensión por SAE´s para las distintas sucursales, las propias en Lima (Sucursales 1,2 y 3) y Lima Provincias se mantienen por debajo del límite de las cuatro horas y en un rango aceptable, y muestran sus promedios al final del año 2012 muy cercanos. La sucursal de Centros aislados, es la que posee duraciones muy variables con máximos y mínimos muy marcados. Es por ello que el promedio de esta sucursal debe ser considerada con cuidado, porque no refleja un desempeño constante como en las otras sucursales. Si bien alcanzó una duración promedio de cinco horas y cuarenta y seis minutos, el número de frecuencias mayores a cuatro horas para esta sucursal es mínimo.

7.5.2 EFICIENCIA EN LA ATENCIÓN DE OA'S

Así como en la evaluación de la eficiencia en la atención de SAE´s, en el caso de las OA´s también se ha empleado un gráfico de control que establece como límites de control los resultados obtenidos en el año 2011. El límite de control inferior (LCI) está representado por el menor valor porcentual de OA´s que superaron las cuatro horas de interrupción en el 2011 (17%), mientras que el límite de control superior es el propio para el mayor valor porcentual (36%). (Ver Gráfico N° 30)

Gráfico N° 30: Gráfico de control de OA´s mayores a 4 horas



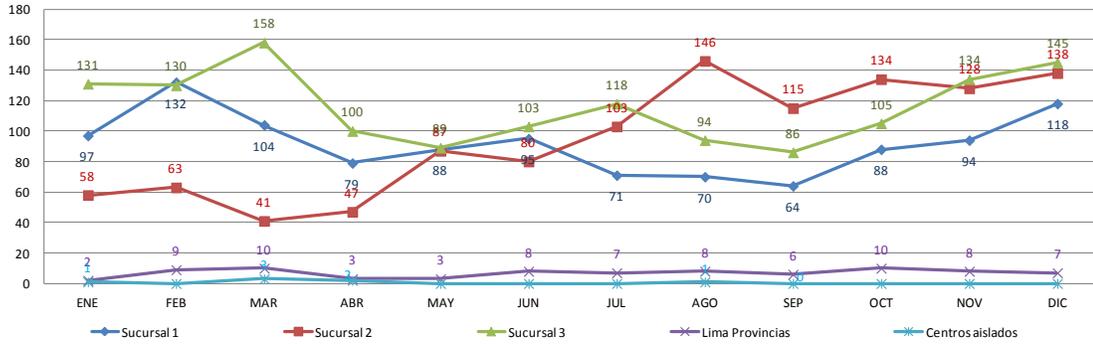
Fuente: Elaboración propia.

El gráfico de control muestra la evolución mensual del número de interrupciones imprevistas que superaron las cuatro horas durante el año 2012 dentro de los parámetros establecidos por los límites de control. La variabilidad del proceso es más alta que en el caso de las SAE's siendo más pronunciada en los meses de junio y julio. El proceso no se encuentra bajo control al situarse por encima del límite superior y exceder los parámetros establecidos.

7.5.2.1 EFICIENCIA POR SUCURSAL

Para evaluar la eficiencia del proceso de gestión de interrupciones imprevistas OA's por sucursal se han tomado el número de interrupciones de cada una que sean mayores a cuadro horas, y el tiempo promedio mensual de cada una de ellas. (Ver Gráfico N° 31)

Gráfico N° 31: Frecuencia OA's mayores a 4 horas por sucursal

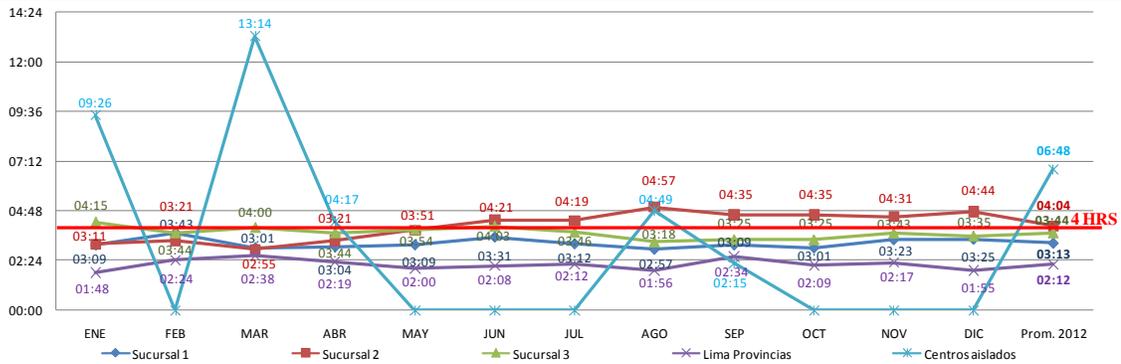


Fuente: Elaboración propia.

El análisis de la frecuencia de interrupciones imprevistas que superan las cuatro horas por sucursal permite ver cuál es la situación en cada una de ellas. Cabe resaltar que cada sucursal tiene sus propias características, estando por ejemplo el área geográfica que abarca, el número de clientes, y tipos de clientes los cuales pueden ser residenciales, comerciales e industriales. La gráfica permite ver cuáles son las sucursales que están concentrando la mayor cantidad de incidencias, siendo la más alta la Sucursal 3 y luego las Sucursales 1 y 2 con promedios menores. Las Sucursales de Lima Provincias y Centros aislados se encuentran muy por debajo de los tres primeros y con una frecuencia más estable, sin concentrar en algunos meses altos números de interrupciones como sucedió con las Sucursales 1, 2 y 3.

A continuación se muestran los tiempos por Sucursal, y una línea roja al nivel de las cuatro horas de interrupción para indicar dónde el proceso tomó más tiempo de reposición del servicio eléctrico y en qué mes sucedió el hecho.

Gráfico N° 32: Duración OA's por Sucursal



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las duraciones de las interrupciones imprevistas en baja tensión por OA's para las distintas sucursales, las propias en Lima (Sucursales 1, 2 y 3) se encuentran muy cercanas al límite de las cuatro horas llegando a traspasar el mismo en algunos meses del 2012. La Sucursal Lima Provincias es la que refleja un mejor desempeño debido a que durante el año 2012 no evidenció ninguna interrupción mayor a las cuatro horas y su tiempo promedio mensual no presentó fuertes variaciones. Caso contrario es el de la sucursal de Centros aislados, la cual posee duraciones muy variables con máximos y mínimos muy marcados, y un tiempo promedio mayor a las de las sucursales en Lima. Es por ello que el promedio de esta sucursal debe ser considerada con cuidado, porque no refleja un desempeño constante como en las otras sucursales. Si bien alcanzó una duración promedio de seis horas y cuarenta y ocho minutos, el número de frecuencias mayores a cuatro horas para esta sucursal es mínimo.

7.6 RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO

Resultados del diagnóstico en la identificación y distribución de las fallas

1.- Las interrupciones imprevistas del tipo SAE tienen una duración en su mayoría de 1 a 2 horas. Las fallas más comunes son las siguientes: defecto interno en instalación de cliente, falso contacto y material o equipo defectuoso. Solo estas tres causas concentraron el 55.29% del total de interrupciones imprevistas en el año 2012. Las sucursales de Lima Metropolitana, 1, 2 y 3, reúnen el 88.6%, 81.5% y el 94.3% de estas causas respectivamente.

2.- Las interrupciones imprevistas del tipo OA tienen una duración en su mayoría de 2 a 3 horas, y con una frecuencia menor, de 5 a 6 horas. Las fallas más comunes se mencionarán a continuación: sobrecarga, corrosión, humedad y envejecimiento. Solo estas cuatro causas concentraron el 70.28% del total de interrupciones imprevistas en el año 2012. En Lima, las sucursales 1, 2 y 3 reúnen el 94.9%, 92.5%, el 99.9% y el 99.8% de estas causas respectivamente. Las interrupciones por sobrecarga han sido en su mayoría detectadas en las SED's, mientras que las redes aéreas son las que sufren mayor corrosión. Asimismo las redes subterráneas concentran el mayor número de interrupciones por humedad y envejecimiento.

Lineamientos a considerar para la gestión de interrupciones imprevistas

Resultados del diagnóstico en las necesidades de personal

3.- La cobertura de personal por cliente para SAE demuestra que una cuadrilla de reparación en Lima Metropolitana puede atender alrededor de 6,000 clientes y obtener buenos resultados. La Sucursal 1 posee el mayor número de clientes (405,480) y el mayor número de fallas SAE (49,643), sin embargo posee el mejor tiempo promedio en reposición del suministro eléctrico (01:33). Asimismo la Sucursal 3, la cual posee 365,466 clientes y 42,999 fallas, logra restablecer el suministro eléctrico en una hora y treinta y nueve minutos (01:39). La Sucursal 2, por otro lado, posee menos clientes (321,887) con un menor número de emergencias registradas (40,580) y el mayor tiempo promedio (01:47) sin contar los Centros aislados. Es necesario señalar que los contratistas encargados de la gestión de las interrupciones imprevistas en baja tensión para las Sucursales 1, 3 y Lima Provincias es el mismo, mientras que para las Sucursales 2 y Centros aislados son diferentes.

3.- La cobertura de personal por cliente para OA demuestra que una cuadrilla de reparación en Lima Metropolitana puede atender alrededor de 100,000 clientes y obtener buenos resultados. La Sucursal 1 posee el mayor número de clientes (405,480) y el mayor número de fallas OA (3,660), a pesar de eso, posee el mejor tiempo promedio en reposición del suministro eléctrico (03:13). Asimismo la Sucursal 3, que posee 365,466 clientes y 3,471 fallas, logra restablecer el suministro eléctrico en tres horas y cuarenta y

cuatro minutos (03:44). La Sucursal 2, por otro lado, posee menos clientes (321,887) con un menor número de emergencias registradas (2,554) y el mayor tiempo promedio (04:04) sin contar los Centros aislados. Es necesario señalar que los Contratistas encargados de la gestión de las interrupciones imprevistas en baja tensión para las Sucursales 1, 3 y Lima Provincias es el mismo, mientras que para las Sucursales 2 y Centros aislados son diferentes.

Resultados del diagnóstico en la planificación de materiales

4.- Las rupturas de stock o sobrestock de materiales se deben a la elaboración de pronósticos de compra basados en el consumo histórico de dichos materiales. La sección de Compras Materiales Distribución posee un mínimo de tres proveedores entre nacionales y extranjeros por material. Las políticas de gestión de inventarios de la compañía no permiten tener un espacio de almacén más amplio, realizar la adquisición del total de materiales a emplearse en el año mantener altos niveles de inventario en stock.

Resultados del diagnóstico en la evaluación de costos

5.- Los costos mensuales por cuadrilla de reparaciones varían entre los S/. 3,686.41 para SAE, S/. 8,405.14 para OA y S/. 4,576.76 para SAE/OA. Sin embargo, los costos de la unidad de transporte para cada necesidad no se encuentran tan diferenciados. La camioneta utilizada en las emergencias SAE tiene un costo de S/. 1,761.41, el camión pequeño de las OA asciende a S/. 1,980.14 y el de las SAE/OA a S/. 1,901.76. Las diferencias entre los costos de las cuadrillas de reparaciones residen en la mano de obra a bordo de las unidades de transporte.

6.- Los costos por compensaciones se han estado incrementando desde el año 2006 y han pasado de S/. 391,587 a S/. 1,106,012 en el 2012, lo que representa un incremento del 282% en seis años. En ese mismo periodo de tiempo, las compensaciones por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) se incrementaron en 606% mientras que las compensaciones por la Norma Técnica de Calidad en el Sector Eléctrico (NTCSE) lo hicieron en 231%.

CAPÍTULO 8: PROPUESTA DE MEJORA

La atención de los reclamos de los clientes por interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico es un proceso principal en la compañía (ver Anexo N° 07). Asimismo, es necesario mejorar el desempeño del proceso que no solo afecta a sus clientes sino que también produce efectos que repercuten sobre la empresa misma como hemos mencionado anteriormente. Teniendo ello en cuenta se presenta a continuación la propuesta de mejora que considera los siguientes aspectos: gestión de las fallas (detección, despacho por representatividad de falla, vehículo de transporte y GPS), gestión del capital humano (turnos de cuadrillas de reparaciones BT) y gestión de inventarios (pronósticos de inventarios). Adicionalmente, se incluirá un *benchmarking*²⁹ con la distribuidora de energía eléctrica con mejores índices de frecuencia y duración en la región.

Detección de la falla:

Actualmente existen dispositivos tecnológicos capaces de identificar fallas en las redes aéreas y subterráneas en baja tensión. Estos dispositivos son conocidos como *indicadores de fallas* y pueden reducir en al menos un 50% el tiempo de localización de las fallas (ENERSIS 2002:45). Estos indicadores se instalan en los cables de las redes aéreas o subterráneas y cuando exista una interrupción en el flujo de la corriente eléctrica, se enciende en ellos una luz Led indicando que la falla se dio en esa línea, lo que facilita su detección.

Estos dispositivos podrían ser utilizados en las OA's al ubicarlos en los cables aéreos o subterráneos y/o cercanos a las subestación de distribución (SED). Con esta tecnología se agiliza el proceso de restablecimiento del suministro eléctrico en baja tensión y en consecuencia, se genera un ahorro en costos y tiempo invertido por la compañía.

Despacho por representatividad de fallas:

²⁹ Evaluación comparativa de productos, servicios o procesos con organizaciones con las mejores prácticas.

La compañía atiende las solicitudes de atención de los clientes por interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico según se van dando, es decir, siguiendo un modelo *First In, First Out* (FIFO) o “el primero en llegar, el primero en ser servido”³⁰. Bajo este modelo se puede dejar atrás en la fila interrupciones que afecten el consumo de un mayor número de kWh mientras se atienden otras solicitudes.

Un modelo de discriminación por representatividad de falla supone que el despacho de BT tenga un algoritmo o medio discriminador que le permita discernir rápidamente cuál significa la mayor afectación. Para que ello pueda llevarse a cabo, las solicitudes de atención deberían de presentarse de forma simultánea, condición que se cumple. Como hemos mostrado en el diagnóstico, en promedio se atienden 12,000 SAE's al mes, lo que representa una incidencia de 400 diarias aproximadamente. En el caso de las OA's, se atienden 800 mensuales, un aproximado de 27 diarias.

De esta manera se busca maximizar los beneficios de la compañía mediante la priorización del restablecimiento del suministro eléctrico a aquellas afectaciones que representen un mayor número de kWh.

Vehículo de transporte:

La atención de emergencias del tipo SAE contempla una camioneta, dos personas (chofer y técnico) y el material correspondiente para solucionar este tipo de interrupciones. El material requerido para atender una SAE, al cual hemos hecho mención anteriormente, es un material que se transporta en una caja de herramientas al interior de la camioneta. El personal ocupa los asientos del piloto y el copiloto, mientras que la cabina trasera y la tolva de la camioneta no son utilizadas. Ello representa un costo asumido por la compañía superior al necesario para la atención de emergencias SAE's.

El cambio de la camioneta a un vehículo más pequeño como un automóvil, representa un ahorro del 50% en el costo de la unidad vehicular por Cuadrilla SAE. Asimismo, un

³⁰ Para mayor información sobre teoría de colas, véase el Anexo N° 14

automóvil es más eficiente en kilómetros recorridos por galón de gasolina y requiere de menos paradas para abastecerse de combustible, lo que para un nivel promedio de 12,000 atenciones SAE´ sea más conveniente el menor número de paradas.

Sistema de Posicionamiento Global (GPS):

Cuando se presenta una falla en el suministro eléctrico de baja tensión, el despacho de BT envía a una cuadrilla de reparaciones BT al lugar de la falla. Al no contar las cuadrillas con un mapa de la ciudad, estas son telecomandadas desde el despacho de BT o enviadas al terreno con una impresión parcial de un mapa donde se encuentra el lugar al cual se deben dirigir. De esta manera, se están destinando recursos humanos a orientar a las cuadrillas de reparaciones BT cuando ello puede ser automatizado a través de GPS.

Entre los beneficios de esta herramienta esta su capacidad de mostrar la ruta con la menor distancia, calcular el tiempo estimado de llegada e indicar calle por calle mediante una voz en español la dirección que se debe seguir para llegar al lugar indicado. De esta forma se reduce el tiempo de traslado de las cuadrillas de reparaciones SAE y OA a los lugares afectados, y el personal de despacho BT puede dedicarse a otras labores.

Turnos de Cuadrillas: Los turnos de dieciséis horas durante el día, si bien reducen los tiempos de traslado de la central del contratista a la zona de atención de la falla y viceversa, generan otros efectos desventajosos para el correcto desempeño del proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión. Por un lado, la fatiga mental o física de trabajar dieciséis horas seguidas en una actividad con riesgo eléctrico incrementa las posibilidades de la incidencia de accidentes.

Otro tema importante es la calidad del servicio³¹ del restablecimiento del suministro eléctrico por parte de las cuadrillas de reparaciones. El cansancio y la desconcentración del trabajador en la manipulación de los materiales y de la reparación correspondiente pueden llevar al deterioro de la calidad con la cual se deben efectuar estos tipos de

³¹Para mayor información de calidad del servicio véase el Anexo N° 05.

trabajos, y al incremento de errores o deficiencias en el proceso de restablecimiento del suministro eléctrico. Esto último genera mayores costos para la compañía debido a que nuevamente una cuadrilla de reparaciones tendría asignada una emergencia en teoría ya atendida.

Finalmente, los efectos antes mencionados repercuten en la productividad³² del proceso. El turno de dieciséis horas presenta ventajas administrativas más no operacionales. Adoptar un sistema de turnos de ocho horas no presentaría estos inconvenientes, al contrario, el trabajador podría laborar con menor fatiga y reduciría el riesgo de accidentes eléctricos y el costo asociado por días no laborados por descanso médico. Asimismo, se reduciría el costo adicional que generan los errores o defectos en las reparaciones de las cuadrillas, ya que no se destacaría una segunda cuadrilla ni recursos materiales a atender nuevamente una misma falla.

Pronóstico de inventarios: Como mencionamos en el diagnóstico, la Gerencia de Aprovisionamiento realiza el abastecimiento de materiales basándose en los pronósticos realizados por sus áreas usuario, las cuales realizan sus estimaciones basándose solo en el histórico consumido. Existe un método dentro de los pronósticos avanzados de series de tiempo que funciona de manera adecuada en situaciones de pronósticos de inventarios: el *suavizamiento exponencial adaptativo*. (SCHROEDER 2005:243)

Este método permite calcular un nuevo promedio a partir de otro antiguo y la demanda más reciente, y asignarle a cada uno un valor según la sensibilidad que se quiera respecto a la demanda reciente. A partir de este pronóstico el valor asignado se deberá ajustar continuamente. Este método se adapta correctamente cuando existen una gran cantidad de artículos a pronosticar. La precisión en pronósticos de inventarios que otorgaría a la compañía sería bueno en el corto y mediano plazo, además tiene un costo relativo bajo.

³²Entiéndase como la utilización eficiente de los materiales de reparación y el personal.

Benchmarking: La distribuidora de electricidad con los mejores niveles de frecuencia y duración de interrupciones por cliente en nuestra región es la Compañía Chilena de Electricidad (Chilectra) (ver Anexo N° 15). Además, en su proceso de recepción de quejas de los usuarios por interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión, a parte de los canales utilizados por la compañía de estudio como anteriormente se mencionó, utilizan las redes sociales tales como Twitter y los mensajes de texto (SMS) de los teléfonos celulares.

Al ser Chilectra proveedor principal de suministro eléctrico en la Región Metropolitana, recibe a diario cientos de solicitudes de atención de fallas por sus diversos canales de contacto. Por este motivo su cuenta Twitter le permite a esta empresa comunicar y responder mensajes a muchas personas en simultáneo y de manera inmediata. Aparte de los buenos resultados de este canal de comunicación, la cuenta Twitter brinda información de los demás canales de contacto como el telefónico, email, página web, oficinas comerciales y SMS.

Los mensajes de texto (SMS) desde teléfonos celulares es otro de los canales de atención utilizados por Chilectra. Estos se usan en caso un usuario se vea afectado por una interrupción imprevista o no, puedan obtener respuestas como la causa de esta y el tiempo estimado de reposición de la energía eléctrica. De esta forma, el afectado al enviar su número de cliente desde el teléfono celular al número de cuatro dígitos de la empresa vía SMS recibirá una respuesta sobre el estado actual del suministro eléctrico.

Chilectra, a través de estas dos modalidades de contacto, tiene como objetivo brindar un mejor servicio a sus usuarios informándoles sobre las interrupciones y el restablecimiento del suministro eléctrico, y mantenerlos informados a cualquier hora y en cualquier lugar.

CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES

Conclusiones generales

El número de fallas actuales y la mayor duración de estas han sido abordadas de la misma forma que años anteriores cuando se contaba con un menor número de clientes, menor demanda energética y las redes de distribución contaban con menores años de antigüedad. Ello ha derivado a una reducción de la eficiencia del proceso y evidencia que es necesario implementar nuevas formas de gestionar la atención de emergencias por interrupciones imprevistas en baja tensión que logren alcanzar mejores niveles de calidad.

El presente trabajo de investigación utilizó la información estadística brindada por la compañía sobre la duración y frecuencia de fallas, para luego agruparlas por el tipo de falla y aplicar luego las siete herramientas básicas de la calidad. Asimismo, como parte del proceso de diagnóstico se fragmentó el proceso actual de gestión de interrupciones imprevistas en sus principales variables: fallas, personal, material y costos; y se realizó un análisis sobre la eficiencia del proceso frente a años anteriores y por sucursal de atención.

Todas las acciones propuestas en la presente investigación persiguen la eficiencia operativa del proceso, la mejor calidad del servicio y el uso eficiente de los activos de la empresa como lo son sus redes y subestaciones. Por ello se proponen mejoras sobre el actual proceso de gestión de fallas que permitan atender primero a los clientes más afectados, reducir los tiempos de llegada e identificación de la falla y reducir el costo operativo de las unidades vehiculares. Asimismo, se plantean propuestas para la mejora de los turnos de las cuadrillas de reparaciones BT y la gestión de los inventarios a través de un método de pronóstico que se ajusta a las necesidades de la compañía.

Conclusiones específicas

Gestión de fallas

A las fallas SAE's, si bien al año 2012 fueron menores en frecuencia frente a años anteriores, se les está destinando mayor tiempo. La mayor concentración de estas se da en las Sucursales 1, 2 y 3 que representan el área de concesión dentro de Lima Metropolitana, mientras por duración se da, en las Sucursales 2, 3 y 1.

En el caso de las OA's, mantiene una frecuencia de fallas cercana al año interior, sin embargo, la duración de las mismas se ha incrementado. Las OA's, al igual que las SAE's, se concentran en las Sucursales 1, 2 y 3, y por duración en las Sucursales 2, 3 y 1.

Asimismo, la falla más común en las SAE's es el defecto interno en instalación del cliente, falla que no es reparada por las cuadrillas de reparaciones debido a que corresponde al domicilio del cliente y no al servicio que brinda la compañía. Del otro lado, en las OA's es la sobrecarga cuya reparación se da en las SED, seguida de corrosión en redes aéreas, y humedad y envejecimiento en redes subterráneas.

Si dejamos de lado las sobrecargas que se dan en las SED's, tenemos que las fallas en las redes aéreas y subterráneas más comunes son por corrosión, envejecimiento y humedad. Estas tres fallas demuestran que las redes de distribución de la compañía se mantienen operando tras haber superado su vida útil estimada en treinta años. Las fallas por corrosión, envejecimiento y humedad representan juntas más del doble de la frecuencia por sobrecargas y el 48.08% del total registrado en el 2012. Además, son las tres fallas que en promedio en el 2012 superaron las cuatro horas de restablecimiento del suministro eléctrico por ley. La inversión en el reemplazo de las redes actuales por nuevas reduciría considerablemente el número de interrupciones masivas y las compensaciones a los usuarios por ley. Asimismo representaría un ahorro en costos operativos debido al menor número de cuadrillas en campo, y una mejora en la calidad del suministro eléctrico.

Gestión del personal

En todas las cuadrillas de reparaciones SAE y OA existe al menos un técnico electricista, quien realiza directamente el restablecimiento del suministro de energía. A este técnico lo acompañan empleados con cursos o seminarios sobre electricidad y seguridad. Asimismo, la compañía define por contrato cuáles deben ser esos cursos y dónde deben ser certificados.

Las empresas contratistas, quienes prestan el servicio de las cuadrillas de reparaciones BT, tienen más de tres años desarrollándose en el sector eléctrico y laborando con la

compañía. Esto indica su experiencia y conocimiento en la atención de interrupciones imprevistas en baja tensión.

La Sucursal 1, gestionada por la empresa contratista Cobra S.A., es la que presenta un mayor número de emergencias por cuadrilla; sin embargo, las repara en el menor tiempo promedio. Esto es recalable debido a que la Sucursal 1 cuenta con el mayor número de clientes y los logros antes mencionados ocurren tanto en SAE's como en OA's.

Gestión de inventarios

La ruptura del stock de materiales afecta directamente la posibilidad de que las cuadrillas de reparaciones logren realizar sus labores y todo el proceso de restablecimiento del suministro eléctrico. El pronóstico de inventarios se lleva a cabo actualmente teniendo en cuenta el histórico de consumo y sobre ello se están programando las compras. El resultado es un mal pronóstico que no se ajusta a la realidad y los costos asociados a la ruptura del stock o el sobrestock de materiales.

Para solucionar este problema es necesario adoptar otro método de pronóstico de inventarios tal como se menciona en la propuesta de mejora de la presente investigación. Ello no solo ayudaría al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en baja tensión, sino a las demás áreas usuario de la Gerencia de Aprovisionamiento.

BIBLIOGRAFÍA

ANDA, Cuauhtémoc

1995 *Administración y calidad*. Primera edición. México D.F.: Limusa.

ALARCÓN, Angel

1998 *Teoría y práctica de la reingeniería de la empresa a través de su estrategia, sus procesos y valores corporativos*. Madrid: Fundación Confemetal.

ALONSO, Vicente

1990 *Dirigir con calidad total: Su incidencia en los objetivos de la empresa*. Madrid: Esic.

BALLOU, Ronald.

2004 *Logística: administración de la cadena de suministro*. Quinta edición. México: Pearson Prentice Hall.

BANCO WIESE SUDAMERIS (BWS)

2002 *Reporte Sectorial: Distribución Eléctrica*. Departamento de Estudios Económicos. Lima: Banco WieseSudameris.

BERRY, Thomas

1996 *Como gerenciar la transformación hacia la calidad total*. Segunda Edición. Colombia: McGraw-Hill.

BONIFAZ, José Luis.

2001 *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico – Centro de Investigación (CIUP).

CAMISON, Cesar.

2007 *Gestión de la Calidad: Conceptos, enfoques, modelos y sistemas*. Madrid: Prentice Hall.

CHOPRA, Sunil; MEINDL, Peter.

2008 *Administración de la cadena de suministro: Estrategia, planeación y operación*. Tercera edición. México: Prentice Hall.

CLARK, Colin.

1980 *Las condiciones del progreso económico*. Dos tomos. Madrid: Alianza Editorial.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ

1992 Decreto Ley N°25844 Ley de Concesiones Eléctricas

1996 Ley N°26734 Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

- 1997 Decreto Supremo No. 020-97-EM Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- 1997 Ley N°26876 Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico
- 2001 Ley N°27510 Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOCE)
- 2006 Ley N°28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica
- 2008 Ley N°29179 Ley que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado
- DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA, y Fiorella MOLINELLI.
- 2010 *Regulación y Supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- GITLOW, Howard.
- 1991 *Planificando para la calidad, la productividad y una posición competitiva*. México D.F.: Ventura.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)
- 2010 *Luz del Progreso: Ministerio de Energía y Minas*. Lima: Ministerio de Energía y Minas.
- MOÑINO, Manuel.
- 1993 *Introducción a la Gestión de Procesos*. Instituto de Estudios Superiores de la Empresa. Universidad de Navarra. IESE.
- LA COMPAÑÍA
- 2012 *Teoría de Compensaciones–Subgerencia de Operaciones y Calidad del Suministro*.
- REAL ACADEMIA ESPAÑOLA (RAE)
- 2001 *Diccionario de la Lengua Española*. Vigésima segunda edición. Diez tomos. Madrid: Mateu Cromo.
- RICO, Rubén
- 2001 *Calidad estratégica global: total qualitymanagement: diseño, implementación, y gestión del cambio estratégico imprescindible*. Novena edición. Argentina: Macchi
- SCHROEDER, Roger.
- 2005 *Administración de operaciones: casos y conceptos contemporáneos*. Segunda edición. México: Mc-Graw Hill.
- ZEITHAML, Valerie; BERRY, Leonard; PARASURAMAN, A.
- 1988 *Communication and control processes in the delivery of service process*. Journal of Marketing 52 – Abril. p 36-38.

BOUILLE, Daniel.

2004 *Economía de la Energía*. Argentina: Universidad de Buenos Aires. Consulta: 6 de noviembre de 2012. <http://www.posgradofadu.com.ar/archivos/biblio_doc/Economia_de_la_energia.pdf>

CONVENIO UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA – EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR (UPS-CENTROSUR)

2010 *Capítulo 3: Energía no Suministrada*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana. Consulta: 06 de noviembre de 2012. <<http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/76/9/Capitulo3.pdf>>

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT (EIU)

2004 “The Economist Intelligence Unit’s quality of life index”. *The Economist*. Estados Unidos. Consulta: 03 de Octubre de 2012. <http://www.economist.com/media/pdf/QUALITY_OF_LIFE.pdf>

ENERSIS

2002 *Documento de trabajo: Convergencia de criterios de diseño de redes de media tensión*. Gerencia de Procesos Técnicos. Línea de Negocios de Distribución Regional. Consulta: 14 de febrero de 2013. <https://www.coelce.com.br/media/44344/coelce_normas_corporativas_20060619_273.pdf>

LÓPEZ, Jairo

2004 *Evaluación de los costos de las interrupciones del suministro de energía eléctrica*. Medellín: Empresas Públicas de Medellín. Consulta: 12 de noviembre de 2012. <<http://www.ingenieria.udea.edu.co/aie/arch/EVALUACION%20DE%20LOS%20COSTOS>>

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)

2012 *Avance estadístico del subsector eléctrico: Cifras de Diciembre 2012*. Lima: Ministerio de Energía y Minas. Consulta: 8 de febrero de 2013. <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Avance%20Estadistico_Subsector%20Elctrico%20Diciembre%202012%20rev3.pdf>

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN)

2011 *Calidad de Suministro en el Perú: Caso Electronorte*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas. Consulta: 21 de Noviembre de 2012. <<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II%20FORO%20REGIONAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20CHICLAYO%202011%20LA>>

MBAYEQUE/4%20Calidad%20de%20Suministro%20Electrico%20en%200el%20Peru-%20Resultados%20caso%20de%20Electronorte.pdf>

RUIZ, Erix

2008

Análisis de la eficiencia en la distribución de electricidad: una aproximación no paramétrica al caso peruano. Tesis de Licenciatura en Economía. Lima: Universidad Nacional del Callao. Consulta: 13 de noviembre de 2012.
<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/Tesis-Erix-Ruiz-2008.pdf>



ANEXOS

Anexo N° 01: Ventas de energía a clientes de BT

Los clientes residenciales representan el 77% de las ventas de los clientes de baja tensión. El 23% restante se distribuye de la siguiente manera:



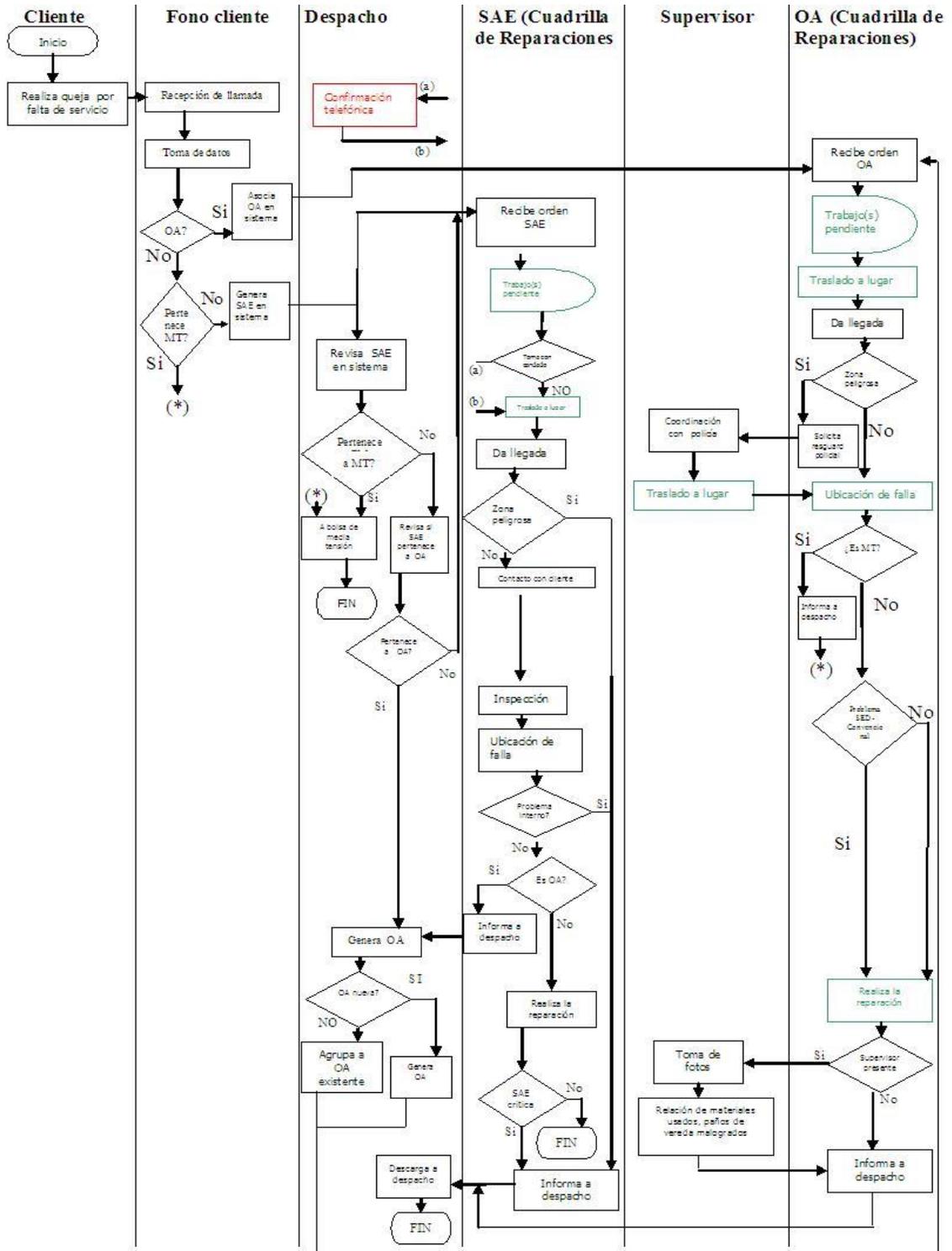
Fuente: Elaboración propia.

Anexo N° 02: Cronograma de interrupciones programadas

PROGRAMA DE TRABAJO: SEMANA 05 (Del 28/Enero al 03/Febrero/2013)

FECHA	ALIM	SED (No incluye corte)	CIRCUITO	Hora Inicio	Hora Fin	Tiempo Prog	Afecta Clientes	Sector	Nro. de Decagro	TRABAJO PROGRAMADO	Ajuste de la protección	Clientes Afectados	Nro. De OT / TD	DIRECCION DE TRABAJO
lunes 28/01/2013	F-17	000945 001075	2811-2817-PM004-3481-2805-2775-2773-2710-2777-2778-4385-20155	08:00	17:00	09:00	SI	DMC	309771	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Cambiar cut outs y aisladores exteriores en SABs:2805-2773,cambiar tablero DAC de SAB:20155,repasar conectores tipo G en varios puntos, cambiar llaves BT, en SABs:2817, rotulación.Aplicar Pen Lub.	No	1571	OT-36630 OT-36685	Av. Buenos Aires cdra. 11
lunes 28/01/2013	TV-14	510237	2187-2186-2188-2185-2184-2541-14481-2386-2286-2337-2148-3111-12729-12730-2148-10697-10699-13535	09:00	18:00	09:00	No	DOC	308821	Puesta en servicio de Nvo. Enlace SE 407 a SAB 2187 "T" SAB 2941 (celda 4), Modificación de la topología de la red.	No	2293	01-93953(Ref) 01-97308(SED 407)	Av. Colector (referencia SAB 2187)
lunes 28/01/2013	K-12		12820 (solo primarios)	13:00	17:00	04:00	SI	DOC	309041	SAB 12820 Ampliación de pletinas BT e instalación de nueva llave BT N° 3	NO	94	SS-103161	Calle Los Escapitos esp, Calle Los Rosales (Ref SED 12820A)
lunes 28/01/2013	V-04	V-04	V-04 A SE 610 (SOLO CABLE)	09:00	13:00	04:00	NO	DMN	309445	Conexiones para la automatización y pruebas de verificación	NO	0		Calle Mantaro - ref. Plata Toyota Peru
lunes 28/01/2013	V-02	V-02	V-02_002915 (Solo cable)	10:00	17:00	07:00	SI	DMN	309773	Mantto. Integral de estructuras aereas.Instalar cañaletas y rotulación		0	OT-36658	A. H. Las Brisas II Caminos del Inca
lunes 28/01/2013	CH-26		14239 (Abrir Primarios)	11:00	14:00	03:00	SI	DOC	308987	Instalación de Cable de comunicación 3-1x120 e Instalación de Llave 2 de BT en SAB-14239		0	01-95874	AH. San Juan de Dios Combi 20 (Ref:SED 14239A)
martes 29/01/2013	H-09	H-09	H-09 a celda (solo celda)	09:00	15:00	06:00	No	SET		Circuito considerado en el programa mensual de SETs		0		
martes 29/01/2013	O-12	nodo 310897	2304+12882	09:00	18:00	09:00	SI	DOC	308939	Puesta en servicio nueva SAB-14636 de 160 Kva.	No	496	SS-102271	Coop. Covit Av. 12 de Octubre / Calle 2
martes 29/01/2013	F-17	000945	2810-2809-PM0152	08:00	13:00	05:00	SI	DMC	309777 310127	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Cambiar cut outs en PM0152 y SAB:2810 y tablero DAC de SAB: 2809 en mal estado	No	248	OT-36661 OT-36686	Av. Saenz Peña cdra. 7
martes 29/01/2013	CG-05		4653 (Apertura de primarios- Autoservicio)	14:00	18:00	04:00	SI	DMC	309237	Reemplazo de tablero DAC con deficiencias por seccionadores unipolares		319	OT-36581	A.H. Huanta - Av. Santa Rosa
martes 29/01/2013	CG-05	366107	12697 (total)	09:00	17:00	08:00	SI	DOC	309033	Puesta en servicio de nueva SAB 14649 (160Kva), se conecta a SAB 12697.	NO	35	SS-102343	Calle La Capilla Esp, Av. San Martín (Ref SED 12697A)
martes 29/01/2013	SAB 2901 SAB 3401	PP-02	1955-22047J-2946-2464-PM1151-12956-PM0544-2949-2899-1282-2900-14114-PM0273-PM0249-5378-2867	09:00	17:30	08:00	SI	DOC	308779 309861 310129	1)Ampliación de barras colectoras en SE 1955. 2) En SE-1955 celda 03 se retira Secq.Potencia(DUJELLE)MOA con fusibles Link y se instala Secq. Pux. Con fusibles NLF asimismo equipo protección	No	30	01-96495 SS-95638	Av. Ladriñas (referencia SE 1955)
martes 29/01/2013	V-04	006105	SE 610 a SE 1881 (SOLO CABLE)	09:00	13:00	04:00	NO	DMN	309437	Conexiones para la automatización y pruebas de verificación		0		Calle Mantaro - ref. Plata Toyota Peru
martes 29/01/2013	N3-05		12641 (Abrir Primarios)	10:00	13:00	03:00	SI	DOC	308977	Instalación de nueva Llave 3 en tablero BT en SAB-12641		114	SS-103898	Calle La Torrijos cruce Calle Napo (Ref. SED 12641A)
martes 29/01/2013	V-04	006105	5375 12308 13090 21403 PM0991 PM1148	13:00	17:00	04:00	SI	DMN	309447	Conexiones para la automatización y pruebas de verificación		17		Calle Mantaro - ref. Plata Toyota Peru
martes 29/01/2013	HL-01	RC2072	20965A-22102A-22103A-20976A-22105A-22101A-20976A-20969A-22100A-20968A-20972A-04885A-21953A-14272A-21954A-21955A	08:30	17:00	08:30	SI	dncb	309353	Mantenimiento preventivo de redes MT, limpieza de armados, subestaciones, y poda de árboles cerca a la red.	No	1285	DNCH-30373- 2013	Urb. Residencial Huauril, Tupac Amaru, Urb. Belsaunde, Av. Argentina, Av. Chancay, Calle Calles, El Mirador II, C.P. Angélica Morales, C.P. Julio Colán, C.P. La Capatza, Carretera San Martín de Retes
miércoles 30/01/2013	F-17	016645	2814-2813-2815-2806	08:30	15:30	07:00	SI	DMC	309779 310131	Mantenimiento de redes y SEDs. Cambiar conductor en mal estado de poste 17072 a SAB:2806, cambiar cable comunic. en SAB:2814,instalar aisl. ext. en el P90386,cambiar armarios a grapa piloto en el P90386, cut outs de SAB:2806, normalizar retentidas de postes 447886-37507-17071-31978-17073-41822-404571-990386,liberar de poste 17072,cambiar llaves BT, de SABs:2815-2814		605		Moquegua cdra. 4 / Venezuela
miércoles 30/01/2013	CG-05	Apertura de cuello en poste Nro.19426	3658-3631-PM01093-PM0839-3655-21645	09:00	18:00	09:00	SI	DOC	304971	Extensión de redes de 10 Kv, y puesta en servicio de nueva SAB:14508	No	157	SS-98669	Av. Los Bambuses / Ca. Los Cedros
miércoles 30/01/2013	P-01		715 (solo primarios)	10:00	14:00	04:00	SI	DOC	309039	SE 715, refuerzo de cables de salida llaves 6 y 8 tablero PMG	No	911	SS-100040	Av. Gran Chimpu 794 (ref. SED 0715S)
miércoles 30/01/2013	V-02	002925	12099-12100-12101-12102-12093-12092-12094-12088-12114-12113-12118-12117-12115-12116-12117-12111-12119-12120-12121	08:30	17:30	09:00	SI	DMN	309795	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Reemplazar tablero DAC en mal estado de la SABs: 12093-12121-12111-12119.Normalizar llaves de SAB:12117 y rotulación general.Aplicar Pen Lub		2117	OT-36676	A.H. Jaime Yoshitama
miércoles 30/01/2013	H-52	PS3068	12512A-80071U-20824A-20825A-13303A-12123A-12994A-20827A-20828A-20829A-21916A-20830A-20831A-20832A-12520A-PM925-PM1247-8005U-8002U-PM9913	08:00	16:00	08:00	SI	dncb	309355	Mantenimiento preventivo de redes MT, limpieza de armados y subestaciones.	No	1465	DNCH-30329- 2013	Río Los Juncales, CP. C. Colorado, CP. Pizarra, CP. La Perla, CP. Bolognesi, CP. San Juan, CP. Jose Olaya, J. Bolognesi, J. Constitución, CP. Ruzafa.
jueves 31/01/2013	CG-14	PS1824	12204-12205-14424-14425-14352	08:30	16:30	08:00	NO	DOC	309047	Normalización de red aerea a SAAM 14424 y PVS de SAB 14425 y SAH 14424	NO	478	01-98403	Agrupación familiar Insulumbares (Ref SED 12205A)
jueves 31/01/2013	J-03	Apertura de cuello en poste Nro.47920	1404B-13652	10:00	18:00	08:00	SI	DOC	308419	Extensión de redes 10 Kv, y puesta en servicio de nuevo PMO.1256 Cliente Plasticos Virey	No	17	SS-103262	Av. Maya Capac (Ref. SAB. 13652)
jueves 31/01/2013	P-12	P-12	P-12 a 09475 (Solo Cable)	09:00	17:00	09:00	No	DOC	310123	Reubicación de red de MT en tramo por afectación de zapata de P-12 a 0947 y ejecución de 04 empalmes rectos,Planos unifilar (S) y unifilar (L), 3.3.ANEXOS TABULAR, TREN ELÉCTRICO.	No	0	TP-98646	Cuadra 03 de Av. Procces cruce Av. Molecón Checa)
jueves 31/01/2013	CV-10	017726 PS1237	4240-20632-4241-21655-4492-3541-12895-9050-13294-3002-21775-22215-3887-20564-14211-3014-2981	09:30	16:30	07:00	SI	DMC	309789 309819 310133	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Cambio(Mto de 017726 hasta Nodo 076477) Cambio de transformador de 160 KVA, por otro similar en la SCP 9050 por fuga de aceite y normalizar Llene,cambiar llaves BT, en SABs:2541-4492-12895 y poder árboles en varios puntos. Cable(Mto de Nudo 076477 hasta PS1237).Cambiar tablero DAC control de SAB:3104,cambiar llaves BT, en SABs:2175-3002-2981 y poder árboles.		2573	OT-36607 OT-36662 OT-36667	Av. La Alborada cdra. 1
jueves 31/01/2013	CT-01	CT-01 RC2100	PM0710-21299-21966-21301-21302-21303-PM0637-13057-PM0737-21307-21306-13056-946160-13309-PM0669-13308-PM1182	08:00	16:00	08:00	SI	DOC	308819	1.- Instalación de pararrayos y transformi en PME 1183. 2.- Instalación estructura de Elevador de tensión.		1301	SS-91880 01- 102748	Cerro su alta Alt. Carretera Canta Km 100 (referencia PM0637)
jueves 31/01/2013	HL-01	005095	22111A-20950A-20182A-20951A-21974A-20952A-221098A-21110A-22098A-20949A-20948A-20952A-12586A-03180C	08:30	17:00	08:30	SI	dncb	309357	Mantenimiento preventivo de redes MT, limpieza de armados y subestaciones.	No	1784	DNCH-30375- 2013	Av. Grau, Av. Cahuas, Bolognesi, Los Naturales, Calle Derecha, 28 de Julio, Av. Solar, C.P. vda. De Matto, Circunvalación Norte, Leonora Prado, Jorge Chavez, Prolong. Grau, Pasaje Las Rosas
viernes 01/02/2013	K-02	K-02	K-02 a SED 01345 (solo cable)	08:00	16:00	04:00	No	SET		Circuito considerado en el programa mensual de SETs		0		
viernes 01/02/2013	V-06	V-06	V-06 a SED 01126 (solo cable)	10:00	15:00	08:00	No	SET		Circuito considerado en el programa mensual de SETs		0		
viernes 01/02/2013	F-08	001115	3704-3691-3697-3696-12900-3694-12901-3690	08:30	14:30	06:00	SI	DMC	309801 310135	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Cambiar poste control 3704(A-0), normalizar retentida de poste 448320, línea de tierra de SAB:3696,revelar transformador de SAB:12901, empujar tubos y rotulación general		592	OT-36663 OT-36687	Calle Ima. Cdra. 2
viernes 01/02/2013	M-08	000085	SE 0008 A SE 0009 (Solo Cable)	08:00	18:00	10:00	No	DOC	309051	Cambio de interruptor de minimo volumen por interruptor de vacío en la celda N° 1 SED 00085	SI	0	SS-98002	Av. Argentina con Acomayo (radio SED 00085)
viernes 01/02/2013	V-02	002925	12088-12097-12096-12095-12091-12103-12100-12104-12105-12106-12107-12108-12109-13002-13004-13001-13003-13001-13000-12099-12098-12097-12096	08:30	17:30	09:00	SI	DMN	309811	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Cambiar poste control 34303(A-39) y tablero DAC en mal estado en SABs:12103-12105.Instalar aislador exterior en la SAB:12096,repasar retentida de postes: 34318-34303 y cambiar armarios pref. de poste: 324530.Aplicar Pen Lub.y rotulación		2862	OT-36679 01-36681 OT-36682	Pachacutec Grupo E sector Piloto
viernes 01/02/2013	H-06	poste N°67979	20735A-13471A-21876A-20737A-20736A-20768A-20999A-22173A-20733A-20171A	08:00	16:00	08:00	SI	dncb	309359	Mantenimiento preventivo y correctivo de redes MT, limpieza de armados y subestaciones; cambio de poste con base corrida Jr. Manco Capac 227. Reclamo de Municipalidad de Caracas. Se desazegan 10 subestaciones y LLE apertura cuello en poste N°67979	No	1426	DNCH-30355- DNCH-30356	Av. Manco Capac; Jr. T. Amanu; Urb. Industrial; CP. Brisas Marinas; CP. Cruz de Hologar; Av. San Martín; CP. Jose Olaya; CP. El Mirador; Av. Jose Olaya; CP. E. Auzoqui; CP. Playa Hermosa
sábado 02/02/2013	F-08	01115	3684-3689-PM0856-4902-3666-3681-3665-3678-3670-3668-3675-3672	08:30	15:00	06:30	SI	DMC	309807 310139	Mantenimiento preventivo de redes y subestaciones. Instalar cruzeta y diagonal para alinear línea en poste 448245,normalizar retentida de postes 448128, instalar cubiertas contra vientos,empujar tubos y rotular		772	OT-36665	Av. Guardia Chabela cdra. 4 / Calle Cuarta
sábado 02/02/2013	O-03		1888 (Abrir Primarios)	10:00	15:00	05:00	SI	DOC	308823	Cambio de cable de comunicación y llave de BT	No	10	SS-102367	Av. N. Gambetta 1423 (referencia SE 1888)

Anexo N° 03: Flujoograma del proceso de gestión de interrupciones imprevistas



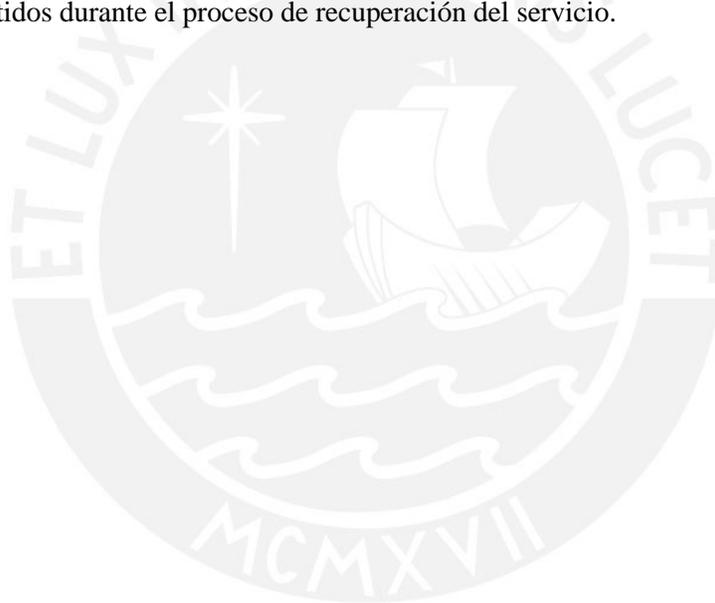
Fuente: Entrevista al encargado de Despacho BT. Noviembre 2012.

Anexo N° 04: ¿Qué esperan los clientes cuando se quejan?

Siempre que ocurre una falla en el servicio, las personas esperan ser compensadas de manera adecuada. Sin embargo diversos estudios demuestran que los clientes sienten que no han sido tratados con justicia ni han recibido la compensación adecuada. Cuando esto sucede sus reacciones suelen ser inmediatas, emocionales y duraderas.

Para Lovelock (2011:647) la satisfacción relacionada con la recuperación del servicio puede estar determinada por tres dimensiones de justicia:

- Justicia de procedimiento: incluye las políticas y reglas que cualquier cliente debe seguir al buscar justicia. Los clientes esperan a que la empresa asuma responsabilidad.
- Justicia en la interacción: involucra a los empleados de la compañía que proporcionaron la recuperación del servicio y su comportamiento hacia el cliente. Es muy importante dar una explicación sobre la falla y hacer un esfuerzo por resolver el problema.
- La justicia en el resultado: se refiere a la compensación que un cliente recibe como resultado de las pérdidas e inconvenientes derivados de la falla en el servicio. Incluye compensaciones no solo por la falla sino también por el tiempo, esfuerzo y energía invertidos durante el proceso de recuperación del servicio.



Anexo N° 05: Calidad y Gestión de la Calidad

La calidad no tiene relación con alguna con lo brillante o resplandeciente que sea algo no con su costo o con la cantidad de características y artilugios que pueda tener. El cliente que compra lo que usted produce o quizás que utiliza sus servicios tiene en mente ciertas necesidades y expectativas. Si el producto satisface o sobrepasa estas expectativas una y otra vez, entonces en la mente del cliente, hay un producto o servicio de calidad.

Por lo tanto la calidad se relaciona con la percepción del cliente. Los clientes comprar el desempeño real del producto o la experiencia del servicio total con su propio conjunto de expectativas y se forman un juicio que rara vez es neutro. El producto o servicio recibe la aprobación o el rechazo. Por consiguiente, la definición básica de calidad es la satisfacción de las necesidades y expectativas de los clientes. (BERRY 1996:2)

Zeithaml, Berry y Parasuraman³³ identificaron cinco deficiencias potenciales de una empresa de servicios:

- No saber cuáles son las expectativas del cliente.
- Los estándares de calidad de los servicios concretos no reflejan lo que la dirección cree que son las expectativas de los clientes.
- No garantizar que la ejecución del servicio concuerde con lo especificado.
- Incumplir con los niveles de servicio prometidos en las comunicaciones de marketing.
- Diferencia entre lo que los clientes esperan y lo que perciben.

La administración persigue un fin muy práctico para obtener resultados ya esto se canalizan todos los recursos de la organización. Cuando una empresa decide gestionar la calidad, adecúa las fases del proceso administrativo hacia el logro de un objetivo de calidad. Ello implica planear la calidad, organizar los recursos de la empresa para obtener calidad, una dirección enfocada al logro de la calidad y un control para lograr la calidad total. (ANDA 1995:105)

³³Zeithaml, Valerie, Berry, Leonard, Parasuraman A. "communication and control processes in the delivery of service process" en Journal of Marketing 52 (abril de 1988)p36-38

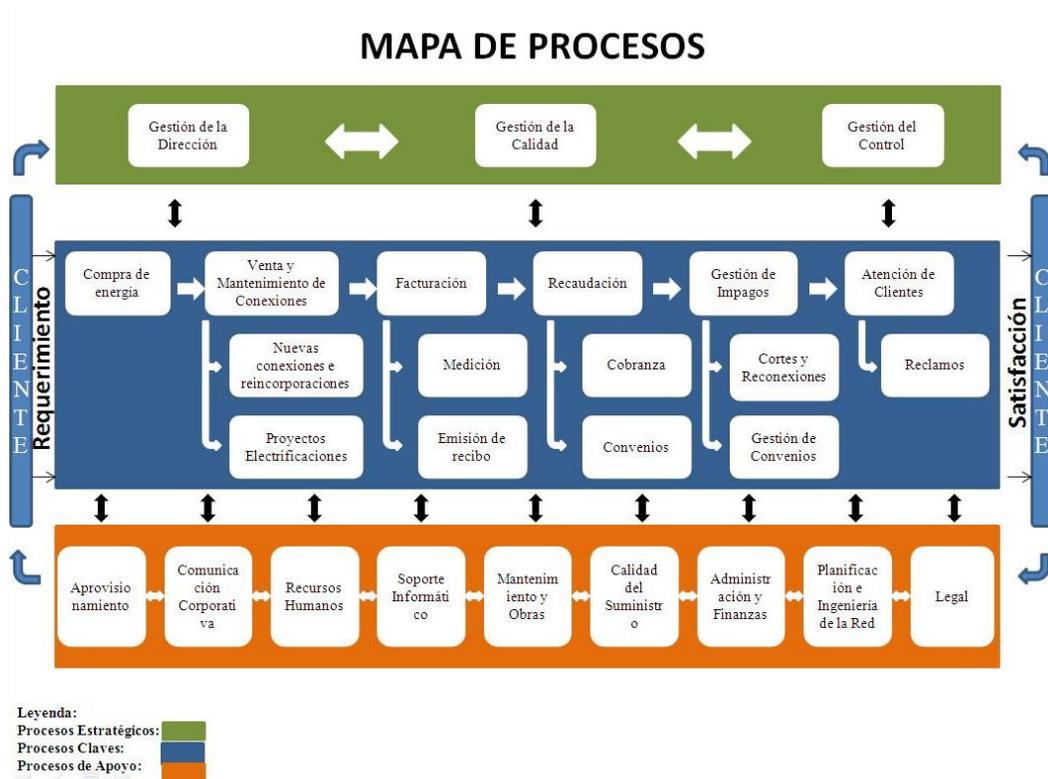
Anexo N° 06: Mapeo de procesos de una organización

El mapeo de procesos de una organización ofrece una visión general de sus procesos y las relaciones entre los mismos. Asimismo diferencia tres tipos de procesos: estratégicos, claves o críticos y de apoyo. (MOÑINO 1993:7) (CAMISÓN 2007:852, 858, 860)

- a) Los procesos estratégicos: Son aquellos procesos mediante la organización desarrolla sus estrategias y define los objetivos. A pesar de no ser un proceso fundamental, el rendimiento de estos procesos afectan directamente el negocio.
- b) Los procesos claves o críticos: Son aquellos procesos propios de la operación de la empresa. Tienen impactos significativos en el éxito y resultado del negocio.
- c) Los procesos de apoyo: Son aquellos procesos que proporcionan el soporte necesario para que los procesos críticos puedan llevarse a cabo.



Anexo N° 07: Interacción de procesos en la compañía



Fuente: Elaboración propia.

Anexo N° 08: Las siete herramientas básicas de la calidad

Estas herramientas constituyen la columna central de todo esfuerzo de mejoramiento de la calidad³⁴. Las siguientes definiciones se basan en los enunciados de Rubén Rico³⁵ y Vicente Alonso³⁶.

a) Planilla de inspección

La finalidad que persigue esta herramienta, es detectar en forma rápida los sucesos y aprender que tipo de producto presenta los mayores reclamos, o bien, poder determinar los defectos observados en cada plaza.

Complementariamente, puede utilizarse para enriquecer el análisis, el diagrama de flujo o el diagrama de causa y efecto.

La utilidad de la planilla de inspección es que en este formulario se pueden localizar con esfuerzo reducido cual producto o tipo de servicio presenta la mayor cantidad de reclamos, de qué tipo de defecto se trata y en cual etapa del proceso productivo se lleva a cabo.

b) Diagrama de flujo

Un diagrama de flujo es una representación gráfica que muestra todos los pasos de un proceso. Es una herramienta útil para examinar cómo se relacionan entre sí las distintas fases de un proceso. El diagrama de flujo utiliza símbolos identificables para representar el tipo de proceso desarrollado en cada fase. Posee como finalidades principales:

- i. Facilitar el estudio y la comprensión de los procedimientos que se realizan
- ii. Ser utilizado como medio de comunicación por el resto de la organización
- iii. Poder describir paralelamente un proceso alternativo

Los objetivos medulares que persigue lo constituyen el diseño y el rediseño de procesos y productos, investigando los procesos de los usuarios y clientes, mediante ensayos alternativos de varios parámetros clave para lograr las ideas y conceptos.

c) Diagrama causa-efecto

Es una de las técnicas más útiles para el análisis de causas de un problema es el llamado diagrama causa-efecto, denominado también diagrama de pescado, dado que su estructura es similar a la de un esqueleto de pescado, fue diseñado por el Dr. Kaoru Ishikawa.

El objetivo que persigue este diagrama es reflejar organizacionalmente las posibles fuentes de errores o problemas, así como también los buenos efectos.

De tal modo que este diagrama facilita por medio de su representación gráfica, visualizar en forma clara las causas probables, caracterizándose por emplear el pensamiento divergente, enfocando el análisis desde distintas ópticas.

Sus reglas son dos, fundamentalmente:

³⁴ GLITLOW, Howard. Planificando para la calidad, la productividad y una posición competitiva. México D.F.: Ventura. 1991. p 68.

³⁵ RICO, Rubén. Calidad estratégica global: Total Quality Management: Diseño, implementación, y gestión del cambio estratégico imprescindible. Novena edición. Argentina: Macchi. 2001. p 39, 40, 139, 144-146, 151-154, 157.

³⁶ ALONSO, Vicente. Dirigir con calidad total: Su incidencia en los objetivos de la empresa. Madrid: Esic. 1990. p 191, 193, 197, 203, 213.

- i. Causa probable: se considera todo aquello que genere un determinado efecto.
- ii. Problema: es aquel efecto que se constituye en un elemento medible.

d) Análisis de Pareto

Consiste en detectar cuales son las pocas causas que generan la mayor cantidad de consecuencias, es decir, seleccionar los pocos vitales entre los muchos triviales.

El enfoque impulsado por el economista italiano, se denomina genéricamente la “regla del 20-80” es decir, que a pesar que esa proporción enunciada por Pareto no se cumpla en forma precisa, el objetivo que persigue este método es que “el 20 por ciento de las causas producen el 80 por ciento de los efectos”.

El análisis, además de ser racional, resulta ágil, práctico y efectivo dado que requiere poco esfuerzo concentrando el interés solo en pocas causas, aunque de principal importancia ya que solucionan la mayor parte de los problemas.

e) Histogramas

Es una herramienta de verificación del proceso, utilizada en la etapa de ajuste y adaptación, cuyo objetivo es poder determinar los distintos desvíos o variaciones acaecidos para que a partir también de la valorización dineraria de estos desvíos se considere el mejoramiento del proceso. Es una herramienta útil y necesaria pero no suficiente si no se asume que es indispensable entender claramente dicho desvío.

El histograma es una instantánea de la capacidad del proceso y revela tres características del mismo:

- Centrado: media de los valores obtenidos.
- Distribución: dispersión de las medias.
- Forma: tipo de distribución.

Debe observarse si la distribución es simétrica o sesgada. Si no es simétrica debe analizarse porque no lo es. Asimismo, debe evaluar la cola de la distribución para verificar si desaparece en forma gradual o no, localizando los porqué de ello.

f) Diagramas de dispersión

Es un instrumento que permite analizar las posibles correlaciones entre variables, lo que no implica que determine cuál es la variable causante de otra, pero si facilita precisar si en verdad existe una relación y cuan fuerte o débil es esa relación.

Se utilizan para determinar si existe una relación estadística entre dos variables.

- De correlación positiva: al aumentar el valor de una variable aumenta el de la otra
- De correlación negativa: sucede lo contrario, cuando una aumenta la otra disminuye.
- De correlación no lineal: la relación estadística entre las variables no esta descrita por una recta. Esta relación presenta un máximo, creciendo en un tramo y decrece en el otro.

g) Gráficas de control

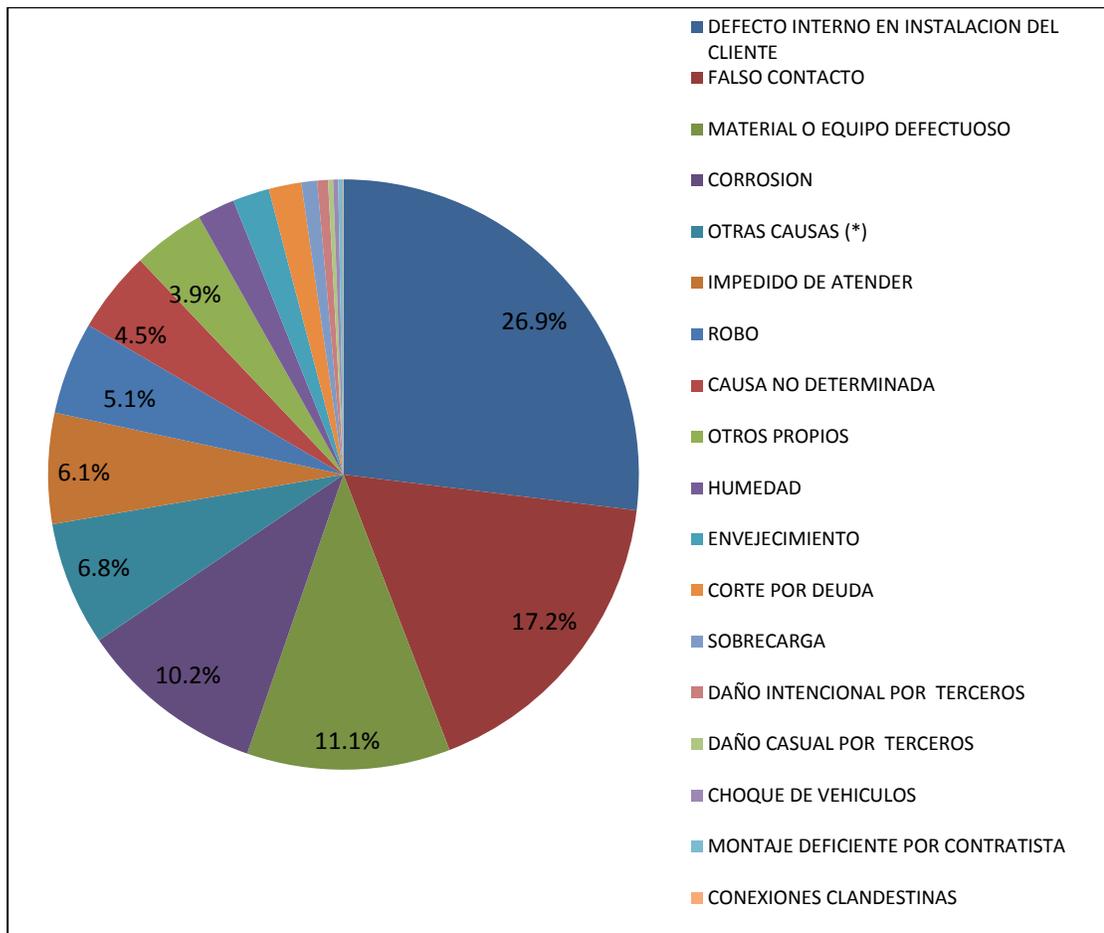
Se utilizan para descubrir que parte de la variabilidad de un proceso es debida a variaciones aleatorias y que parte a la existencia de sucesos o acciones individuales, a fin de determinar si un proceso está en control estadístico.

Con el fin de determinar los niveles de variación es preciso utilizar expresiones estadísticas como los límites de control superior e inferior. Si existen puntos fuera de los límites de control, tanto sea este superior o inferior, necesariamente deben registrarse y explicarse por qué el proceso está fuera de control.

Los límites de control orientan y contribuyen a decidir acerca de cuándo hay que buscar una causa específica o bien cuando hay que centrar la atención en los métodos para mejorar el proceso.

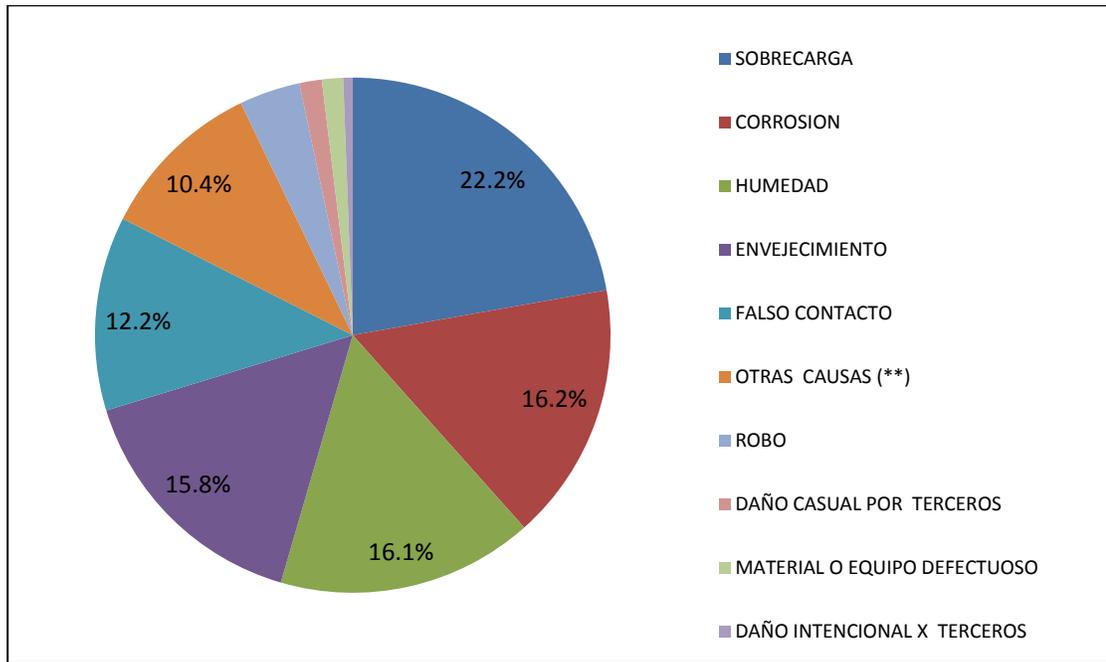


Anexo N° 09: Pye de fallas SAE's



Fuente: Elaboración propia.

Anexo N° 10: Pye de fallas OA's



Fuente: Elaboración propia.

Anexo N° 11: Turnos de atención de las Cuadrillas de Reparaciones BT

Horario	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
07:00 a.m.	CUADRILLA 1	CUADRILLA 2	CUADRILLA 1	CUADRILLA 2	CUADRILLA 1	CUADRILLA 2	CUADRILLA 1
08:00 a.m.							
09:00 a.m.							
10:00 a.m.							
11:00 a.m.							
12:00 p.m.							
01:00 p.m.							
02:00 p.m.							
03:00 p.m.							
04:00 p.m.							
05:00 p.m.							
06:00 p.m.							
07:00 p.m.							
08:00 p.m.							
09:00 p.m.							
10:00 p.m.							
11:00 p.m.							
12:00 a.m.	CUADRILLA 3						
01:00 a.m.							
02:00 a.m.							
03:00 a.m.							
04:00 a.m.							
05:00 a.m.							
06:00 a.m.							
07:00 a.m.							

Fuente: Entrevista al encargado de Despacho BT. Noviembre 2012.



Anexo N° 12: Lista de empresas contratistas por Sucursal

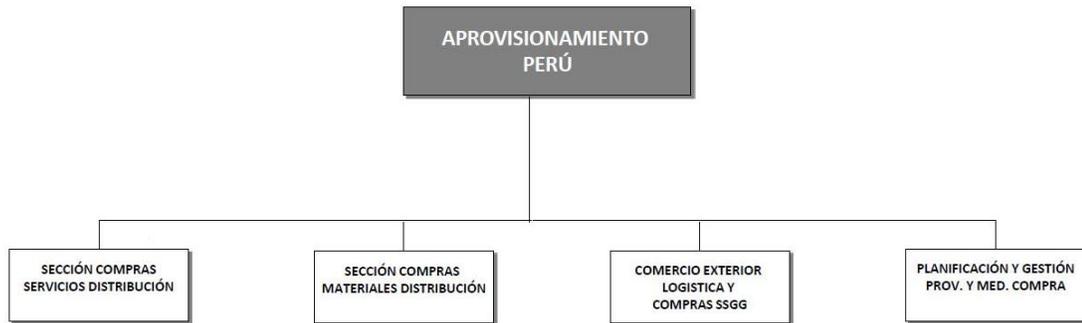
Las empresas contratistas que trabajan con la Compañía son:

Sucursal	Contratista
Sucursal 1	COBRA PERÚ S.A.
Sucursal 2	CALATEL INFRAESTRUCTURAS Y
Sucursal 3	COBRA PERÚ S.A.
Lima Provincias	CONSORCIO EMTE-INGEDISA
Centros aislados	COBRA PERÚ S.A.

Fuente: Entrevista al encargado de Despacho BT. Noviembre 2012.



Anexo N° 13: Organigrama de la Gerencia de Aprovisionamiento



Fuente: La compañía. *Estructura Organizacional 2012.*



Anexo N° 14: La naturaleza de las filas³⁷

Las filas de espera se generan en el momento en que el número de llegadas a unas instalaciones de servicio excede la capacidad del sistema para procesarlas. En realidad, las filas son en esencia un síntoma de la existencia de problemas de administración de la capacidad no resueltos de forma adecuada.

Añadir más capacidad no es siempre la solución óptima, al menos si consideramos que la satisfacción del cliente debe ser sopesada en términos del costo en que debemos incurrir para ello.

Para ello los directivos deben valorar otras opciones como:

- Reconsiderar el diseño del sistema de filas.
- Rediseñar los procesos para acortar el tiempo de cada transacción.
- Administrar la conducta del cliente y sus percepciones al respecto de la empresa.
- Instaurar un sistema de reservaciones.

Como ya vimos, aunque la regla básica en la mayoría de los sistemas de filas es que el primero en llegar sea el primero en ser servido (FIFO por sus siglas en inglés), no todos ellos se organizan a partir de este criterio. A veces se utilizan criterios de segmentación para establecer diferentes prioridades para distintos tipos de clientes. Estas peculiaridades pueden basarse en aspectos como:

- Urgencia del trabajo: se separan los que requiere atención prioritaria de los que pueden esperar.
- Duración de la transacción del servicio: disposición de filas rápidas para tareas más cortas.
- Pago de un sobrepago: tiempo de espera menor para quienes han pagado más.
- Importancia del cliente: disposición de salas de espera y el ofrecimiento de otros servicios para brindar mayor comodidad.

³⁷ LOVELOCK, Christopher. Administración de servicios. Estrategias para la creación de valor en el nuevo paradigma de los negocios. Segunda edición. 2011. p 522-524.

Anexo N° 15: Tiempo y frecuencia de interrupciones de la compañía yChilectra

Los indicadores de tiempo y frecuencia se calcularon como la ponderación por el número de clientes de cada Distribuidora. Estos son los resultados de algunas distribuidoras de electricidad en la región a Octubre 2012:

Distribuidora	País	Frecuencia de Interrupciones
Ampla	Brasil	8.7
Chilectra	Chile	1.4
Codensa	Colombia	12
Coelce	Brasil	4.9
La Compañía	Perú	4.2
Edesur	Argentina	7.8

Distribuidora	País	Duración de Interrupciones
Ampla	Brasil	16.8
Chilectra	Chile	2.4
Codensa	Colombia	11.8
Coelce	Brasil	8.6
La Compañía	Perú	9.7
Edesur	Argentina	37.6

Fuente: La compañía. *Calidad de Suministro- Resumen LNDx Octubre 2012.*
Elaboración propia.