

UNIVERSIDAD SAN PEDRO

VICERRECTORADO ACADÉMICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA



**Análisis para disminuir las Interrupciones Eléctricas en Media
Tensión de la Empresa Hidrandina - Chimbote.**

**Tesis para optar el Título Profesional de
Ingeniero Mecánico Electricista**

Autor: Bach. Ing. Enríquez Gutti, César Augusto

Asesor: Ing. Julca Jara, Rolando

Chimbote – Perú

2017

Palabras Clave

Tema	Interrupciones eléctricas
Especialidad	Ingeniería Eléctrica
Línea de Investigación	Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Key Words

Tema	Electrical interruptions
Especialidad	Electric engineering
Línea de Investigación	Electrical Engineering and electronics

Titulo

**Análisis para disminuir las Interrupciones Eléctricas en Media
Tensión de la Empresa Hidrandina – Chimbote**

Resumen

El estudio consiste en analizar el registro de interrupciones de suministro eléctrico en Líneas de Media Tensión producidos en el Sistema Eléctrico Chimbote de la Empresa Hidrandina S.A; durante el periodo comprendido entre Enero 2013 y Diciembre 2015, a fin de evaluar cuantitativa y cualitativamente las causas características que las generan.

Es una investigación descriptiva no experimental donde se analizaron los registros de interrupciones suscitados a nivel de Unidad de Negocios y en particular en el Sistema Eléctrico Chimbote. Este estudio se justifica, además de la necesidad de reducir costos por compensaciones normativas, costos por deterioro de equipos y/o infraestructura eléctrica, pérdida por la energía dejada de vender, afectación por mala imagen ante sus clientes, entre otros; por la sensibilidad que representa la interrupción del servicio en las empresas industriales y usuarios en general. Se realizó mediante la aplicación de tablas, gráficas, porcentajes, medias y coeficiente de variación.

Los resultados encontrados, nos indican que las interrupciones en el Sistema Eléctrico Chimbote, durante el periodo de evaluación se debieron mayormente por otros motivos ajenos a la funcionalidad del sistema, como por ejemplo, colisión de vehículo, hurto de conductor entre otros; no obstante también se tiene un número importante de interrupciones por falla, asimismo se verificó la gran variabilidad en los tiempos de duración. Finalmente se plantea una propuesta de mejora respecto al proceso de mantenimiento, medidas de protección y Monitoreo y Control en líneas de Media Tensión.

Abstrac

The study consists in analyzing the record of power supply interruptions in Medium Voltage Lines produced in the Chimbote Electric System of Empresa Hidrandina S.A; during the period between January 2013 and December 2015, in order to quantitatively and qualitatively assess the characteristic causes that generate them.

It is a non-experimental descriptive investigation where the records of interruptions raised at the Business Unit level and in particular in the Chimbote Electric System were analyzed. This study is justified, in addition to the need to reduce costs for regulatory compensations, costs for deterioration of equipment and / or electrical infrastructure, loss for the energy left to sell, affectation for bad image before its clients, among others; for the sensitivity represented by the interruption of service in industrial companies and users in general. It was carried out through the application of tables, graphs, percentages, means and coefficient of variation.

The results found indicate that the interruptions in the Chimbote Electric System during the evaluation period were mainly due to reasons other than the functionality of the system, such as vehicle collision, driver theft among others; However, there are also a significant number of interruptions due to failure, as well as the great variability in the duration times. Finally, an improvement proposal regarding the maintenance process, protection measures and Monitoring and Control in Medium Voltage lines is proposed.

Indice

Tema	Página N°
Palabras clave:	i
Título:	ii
Resumen:	iii
Abstract:	iv
Índice:	v
1 Introducción	1
II Metodología de Trabajo	34
III Resultados	36
IV Análisis y Discusión	53
V Conclusiones y Recomendaciones	83
VI Referencias Bibliográficas	97
VII Agradecimientos	99
VIII Anexos y Apéndices	100

1 Introducción

Hasta la década de 1980 la industria de la mayoría de los países occidentales tenía un objetivo: obtener el máximo de rentabilidad para una inversión dada. Sin embargo, los procesos socio-económicos en este tiempo exigen la calidad de los productos y los servicios suministrados de parte de las industrias como una necesidad para mantenerse competitivas en el mercado internacional. Como consecuencia de esto las organizaciones deberían adoptar estrategias más convenientes teniendo en cuenta que el progreso industrial no solo consiste en inversiones en nuevas instalaciones de producción, sino también en el uso eficiente de las instalaciones existentes.

Esto obligatoriamente requiere el establecimiento de una metodología de gestión de mantenimiento eficiente, seguro y económico. Actualmente existen dos metodologías de gestión de mantenimiento que permiten alcanzar un rápido proceso de optimización industrial: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – **RCM** (Reliability Centered Maintenance) para optimizar la implementación del mantenimiento preventivo basado en mejoramiento de la confiabilidad operacional de los equipos y a la vez minimizando el costo de mantenimiento implicado y Mantenimiento Productivo Total – **TPM** (Total Productive Maintenance) para lograr un mejoramiento permanente de la productividad industrial. Ambas formas comparten el objetivo fundamental: obtener máxima efectividad del equipo estableciendo un programa del mantenimiento preventivo, basada en la vida útil del equipo e implementarla involucrando todos los departamentos y empleados responsables. La diferencia entre las dos metodologías es que TPM establece que debe hacerse para alcanzar este objetivo y RCM establece como mejorar la forma en que se realizan algunas de las cosas que deben hacerse según TPM. (Vassileva, 2007)

Asimismo el enfoque de las empresas eléctricas en el mundo es aprovechar la tecnología para obtener beneficios operativos y económicos, pasando por análisis en congresos especializados, proyectos científicos, tecnológicos y de gestión que les permita superar sus dificultades y mantenerse eficientemente operativas para garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

1.1 Antecedentes y Fundamentación Científica

1.1.1. Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora. Desde el Noveno Congreso HISPANO LUSO de Ingeniería Eléctrica realizado en España (9CHLIE) en Julio del año 2005, se introduce un concepto nuevo de la calidad de suministro percibida por el cliente y su relación entre ésta y la continuidad de suministro. Asimismo, entra en la definición de los indicadores de la continuidad de suministro. Se expone una comparativa de índices de continuidad a nivel europeo y presenta los factores de influencia, de los cuales se distingue entre los factores intrínsecos y heredados. Al final se presentan las medidas para aumentar la fiabilidad de las redes de distribución; las conclusiones a las que llegaron fueron las siguientes:

- “Los índices de continuidad más importantes son: la frecuencia de interrupción, que indica cuantas veces un cliente ha sido interrumpido durante un año; la indisponibilidad de la red, que indica el tiempo total de interrupción para un cliente durante un año; y la duración de la interrupción, que es la duración media de una interrupción en el mismo año. El cálculo de los índices puede ser realizado por tres metodologías diferentes: índices basados en clientes, en potencia y en número de transformadores”.
- “Las diferentes metodologías pueden influir en el valor absoluto de los índices, también algunos factores son determinantes, como por ejemplo el diseño de la red, tipo del consumo, etc”.
- “En el ámbito europeo cada país aplica sus propios criterios de evaluación de los índices de continuidad, hay diferencias en el cálculo según la base de los índices (clientes, potencia o número de transformadores), el nivel de la tensión, la clasificación según la causa y la zona del suministro. La mayoría de los países distinguen entre interrupciones imprevistas y programadas”.
- “Otro objetivo importante es la evaluación de los factores que influyen en la calidad de suministro y por lo tanto en los índices de continuidad. Se ha encontrado dos grupos de factores influyentes que puedan variar los índices de continuidad: los factores intrínsecos y los factores históricos”.
- “Los factores intrínsecos son factores propios de la zona de distribución, donde se encuentra la red de distribución”.

- “Los factores históricos (o heredados) proceden de los criterios en el diseño de la red aplicados durante la historia de la empresa distribuidora”.
- “Distintas empresas distribuidoras pueden tener índices de continuidad diferentes según la severidad de la influencia de los factores intrínsecos y factores históricos en las zonas de suministro. Una comparación directa de índices de continuidad entre compañías distribuidoras puede darnos un resultado distorsionado, se aconseja también tener en cuenta estos factores de influencia”.
- “Para disminuir el impacto de los factores de los índices de continuidad, las compañías distribuidoras pueden emplear medidas de mejora, que se puede clasificar en tres grupos: la reducción de la tasa de fallos de línea o aparamenta, la reducción del tiempo de afectación y la reducción de número de clientes afectados” (Sumper, Sudrià, Ramirez, Villafáfil, & Chindris, 2005).

1.1.2. Tesis: Procedimiento para el mantenimiento predictivo en subestaciones.

En Mayo del 2008, se presenta un trabajo especial de grado a la Universidad de Carabobo, Venezuela, a cargo de Francisco Carmona y José Ochoa, denominado “Procedimiento para el mantenimiento predictivo en subestaciones de 115 / 34,5 / 13,8 kV, utilizando técnicas de termografía y ultrasonido. Caso de estudio Empresa electricidad de Valencia”.

En dicho Trabajo Especial de Grado, los autores elaboraron un procedimiento sistemático, para realizar las pruebas de termografía y ultrasonido en algunos elementos de las subestaciones designadas de la empresa Electricidad de Valencia, como propuesta de solución ante una problemática planteada por la unidad de mantenimiento de subestaciones de la empresa, debido a la carencia, en ese entonces, de un procedimiento que le permita al personal que laboraba en dicha unidad, contar con un instrumento teórico-práctico para realizar de manera eficaz y eficiente, sus labores de mantenimiento predictivo en las subestaciones, empleando las técnicas señaladas. El procedimiento propuesto contiene a lo largo de su desarrollo, un conjunto de elementos vinculados directamente con los objetivos propuestos, tomando en cuenta los lineamientos contemplados en las normas de calidad: ISO 9001 (2000), cuya acreditación fue lograda por la empresa durante el año 2003.

Finalmente expresan algunas conclusiones y se sugieren un conjunto de recomendaciones de carácter general; las conclusiones a las que llegaron fueron las siguientes:

- “Por las diferencias que se presentan comúnmente entre la teoría y la práctica, es preciso validar continuamente el procedimiento y metodologías propuestas y someterlo a pruebas o ensayos; de tal manera que se puedan mejorar las rutinas de mantenimiento existentes en la empresa; esto significa, que el procedimiento deberá experimentar cambios continuos y no debe ser concebido como un ente absoluto y mucho menos perfecto, entendiendo que los cambios naturales y evolutivos forman parte del mantenimiento en su esencia”.
- “Para los transformadores en general, (de potencia, transformadores de tensión y de corriente), la termografía permite detectar fallas incipientes sólo en los elementos y accesorios externos a los referidos equipos, (Bushing, conductores y conectores); ya que en el interior de los mismos la termografía revela un análisis térmico muy difuso y por lo tanto, no es preciso ni concluyente a la hora de diagnosticar fallas internas; para ello se recurre a técnicas de análisis más especializadas como la cromatografía de gases, análisis y medición de vibraciones, análisis del aceite, entre otras; sin embargo, la técnica del ultrasonido si puede revelar síntomas importantes de fallas incipientes o evolutivas que ocurran en el interior de los mismos”.
- “La técnica del ultrasonido se sugiere como complementaria a la termografía, porque permite despejar dudas que puedan surgir con la termografía, sobre todo en el caso de conectores flojos o falsos contactos, en la unión de dos o más conectores de diferentes equipos o elementos, entre otros casos, que bajo ciertas condiciones pudieran registrar niveles térmicos normales, cuando en realidad están en condición de falla”.
- “Finalmente, los autores pretenden dejar claro que la termografía infrarroja y el ultrasonido representan dos técnicas de mantenimiento predictivo que están apoyadas sobre una extensa y compleja teoría, asociada a fenómenos físicos que no pueden ser visualizados o percibidos directamente por los sentidos humanos de la visión y la audición; lo cual supone un verdadero reto, tanto para quien realiza las pruebas como para quien analiza los resultados; ya que

se deben considerar estos fenómenos imperceptibles de manera indirecta, y lo más objetivamente posible y es aquí precisamente, donde el procedimiento aplicado adquiere un gran valor” (Carmona & Ochoa, 2008).

1.1.3. Tesis: Modelo para la localización de fallas en Sistemas de Transmisión.

En la Tesis de Maestría de Erwin Quintero Crespo, presentada en la Universidad Nacional de Colombia, de fecha Abril de 2010, titulada: “Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de Transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial”, se desarrolla una investigación que presenta dos modelos de inteligencia artificial para localización del punto de falla monofásica a tierra, la más comúnmente presentada en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), a través de dos técnicas: Las Redes Neuronales Artificiales (RNA) y el Sistema de Inferencia Neuro-Difuso Adaptativo (ANFIS) que permiten estimar la localización del punto de falla en la línea de transmisión, especialmente en las de alta impedancia.

Algunas de las conclusiones a las que se llegó fueron las siguientes:

- “La localización del punto de falla en una falla de alta impedancia monofásica, es un problema que presenta gran dificultad, esencialmente por la característica no lineal y la baja amplitud de corriente de falla producida por una FAI, por lo que la empresas transportadoras suelen confundir este tipo de falla con un aumento de la demanda, además por lo general las protecciones no actúan ante esta falla por su baja magnitud de corriente. De la evaluación del estado del arte realizada en esta investigación, se pudo observar que los algoritmos tradicionales suelen necesitar un modelamiento matemático bien definido de la línea de transmisión, presentando muy buenos resultados para fallas de baja impedancia, pero con un crecimiento exponencial en el error cuando se aleja de la subestación y la falla es de alta impedancia”.
- “El análisis adimensional provee una poderosa herramienta para el estudio de las tendencias de las variables, señalando el camino para la extracción de la máxima cantidad de información ante una falla”.

- “El modelo de redes neuronales desarrollado presenta mejor aproximación en comparación con el modelo ANFIS (Sistema de Inferencia Neuro-difuso adaptativo), no obstante sacrifica la interpretación que puede ofrecer un sistema difuso”.
- “Los dos modelos desarrollados con técnicas de Inteligencia Artificial presentan buenos resultados en la localización del punto de incidencia de la falla, no obstante la localización se realiza de manera directa a través de Redes Neuronales, e indirectamente mediante la utilización de ANFIS, donde se obtiene previamente el valor de impedancia de falla (Z_f) que posteriormente es valorado en una función de regresión que permite obtener el punto de incidencia de la falla”.
- “Las Redes Neuronales y los sistemas difusos, son técnicas de amplio uso en los problemas de localización de fallas, que por sus bondades, constituyen un método de resolución de problemas que no se pueden describir fácilmente mediante un enfoque algorítmico tradicional”.
- “En general el uso de un modelo ANFIS permitió una buena aproximación a la solución del problema, teniendo en cuenta la relación presentada en el análisis gráfico que permitió inducir una solución de este tipo” (Quintero, 2010).

1.1.4. Tesis: Proceso de gestión de interrupciones imprevistas en Baja Tensión.

En la Tesis presentada por Daniel Dimas Salas Chamochumbi a la Pontificia Universidad Católica del Perú, en marzo 2013 titulada: 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, se realiza un diagnóstico, análisis y se proponen acciones de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Se analiza la relación con 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. Las conclusiones generales que se presentan son las siguientes:

- “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”.

Asimismo las Conclusiones específicas que se presentaron fueron:

Gestión de fallas

- “Según el análisis presentado, una de las fallas más comunes en la empresa distribuidora de electricidad en Lima, materia de estudio es la generada por sobrecarga cuya reparación se da en las Sub Estaciones de Distribución, seguida de corrosión en redes aéreas, y humedad y envejecimiento en redes subterráneas del área de concesión dentro de Lima Metropolitana”.
- “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” (Salas, 2013).

1.1.5. Tesis: Evaluación de la confiabilidad mediante método de modo de fallas.

En la tesis de grado presentada en el año 2005 por Jorge Hernan Ayre Sichez a la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima Perú, denominada: Evaluación de la confiabilidad mediante el método de modo de fallas y ubicación óptima de seccionadores en una red de distribución eléctrica; el autor describe y desarrolla una metodología de solución para la determinación de los índices de confiabilidad y la determinación de la ubicación óptima de seccionadores en una red de distribución eléctrica. El método que tomó para el cálculo de los índices de confiabilidad es el Método de Modo de Fallas, por considerarlo el más adecuado para modelar fallas y realizar un análisis que involucran la acción de los dispositivos de maniobra, mediante esta metodología se logra ver el impacto de la confiabilidad al introducir seccionadores en la red eléctrica.

Según el autor, hay que tener en cuenta, que para cualquier análisis de confiabilidad se tendrá que realizar un previo análisis de la operatividad de los dispositivos de protección, ante un evento de falla que ocurra en la red; esto lo hace esencial debido a que se tendrá que determinar los dispositivos que intervienen en el programa de análisis de confiabilidad.

Por otro lado, se realizó una aplicación para cuatro alimentadores de distribución ubicada en la ciudad de Iquitos y cuyos resultados resumió en lo siguiente:

- “Los índices de confiabilidad en el estado actual, presenta un incremento de la duración de interrupciones para el año 2001 en el alimentador A1, en cambio en

los alimentadores A2, A3 y A4 disminuyen. De los cuatro alimentadores la duración de interrupciones están dentro de los valores establecidos por la norma; pero debe enfrentar nuevos cambios para su mejora y nuevas inversiones, para mejorar el nivel de confiabilidad, ya que el problema radica principalmente, de no suministrar energía eléctrica en puntos de cargas importantes como hospitales, centros industriales, etc”.

- “A partir de los resultados obtenidos, se ha podido evaluar el grado de cumplimiento de las normativas de control de la calidad de servicio, verificando que el índice SAIFI (Indice de Frecuencia de Interrupciones promedio del Sistema por kVA conectado), está fuera de la tolerancia permitida respecto a las normas extranjeras (chilena y argentina), salvo del alimentador A3, y en lo que se refiere al índice SAIDI (Indice de Duración de Interrupciones promedio del Sistema por kVA conectado) para las cuatro alimentadores de media tensión se encuentra dentro de los límites tolerables”.
- “Se determinó que son necesarios seccionadores de enlace y de línea en los alimentadores A1 y A4 debido a que sus cargas están conformados por clientes importantes como cargas industriales y el hospital, y que en la actualidad cualquier falla que existe en los alimentadores se ve afectado a todo el alimentador”.
- “La ubicación de los seccionadores de enlace va estar dependiendo de la distancia entre los tramos de los alimentadores y que debe ser mínima, para ello se trabajó en pares de alimentadores y de los cuales son el: A1 con A2 y el A3 con el A4”.
- “De los alimentadores A1 y A2, se determinó por colocar un seccionador de enlace y uno de línea, con los cuales se tuvo un ahorro de S/. 48,495 y mejora en el índice SAIDI de 3.194 a 1.706”.
- “De los alimentadores A3 y A4, se determinó por colocar un seccionador de enlace y uno de línea, con los cuales se tuvo un ahorro de S/. 56,656 y mejora en el índice SAIDI de 1.910 a 1.206”.
- “Además se ha evaluado colocar un seccionador en el alimentador A3, debido a que en la troncal del alimentador no existe un seccionamiento, por ello se realizó una optimización de ubicación en el alimentador, como resultado se ubicó el seccionador en el tramo S3_04 a S3_05 dando un ahorro de S/. 25.832 y una mejora del índice SAIDI de 1.024 a 0.591”.

- “En cuanto a la evaluación económica, el monto total de la inversión es de US \$101,125 con tiempo de retorno de la inversión en 39 meses, es rentable colocar los seccionadores ya que tiene un VAN de US \$ 19,072, un TIR del 19% y una relación beneficio / costo de 1.19”.

Los resultados que se obtuvieron en la presente tesis, muestran que las ubicaciones de los seccionadores son dependientes de la red y de la inversión que se realice, también se observa que la confiabilidad está en función directa al adicionar más seccionadores en la red eléctrica.

Los índices de confiabilidad que se obtiene como resultado, permiten a las empresas eléctricas ver su grado de cumplimiento de las normas legales y técnicas del país, y también ayuda al planeamiento de nuevas redes, o extensiones, y de nuevos equipamientos requerida para mejorar la confiabilidad.

Se ha analizado en la red de distribución en disminuir el tiempo promedio de interrupción, con colocar seccionadores en los alimentadores, también otra posibilidad de mejorar el suministro eléctrico es disminuyendo el número de fallas; para ello es mejorando la selectividad de protección. Como se mostró en los resultados la Calidad del Suministro Eléctrico de las cuatro alimentadores analizados se mejoraría notablemente cuando se automatiza la operación de los seccionadores de la red de distribución, es decir efectuar mandos a distancia que obedezcan a programas optimizando el tiempo por maniobras ante interrupciones. Las empresas de distribución eléctrica pueden orientarse a la automatización, de manera que brinden a sus clientes un mejor suministro eléctrico. (Ayre, 2005).

1.2 Justificación de la investigación

El sector eléctrico en el Perú está regulado por un marco legal cada vez más exigente para las empresas de Generación Transmisión y Distribución de energía eléctrica; asimismo crece la demanda y la necesidad de contar con un servicio seguro y confiable; no obstante debido a diversos factores propios de la operatividad del sistema se generan interrupciones de servicio en cualquiera de las tres etapas del sistema eléctrico, que como se sabe genera paralización de actividades domésticas y principalmente en el sector industrial donde se asocia a costos adicionales que pueden representar pérdidas económicas para los clientes, trayendo como consecuencia que las empresas, sean de Transmisión, Generación o Distribución, tengan que compensar económicamente según corresponde a sus clientes en concordancia con el marco legal vigente.

El estudio básicamente se basa en el análisis de las interrupciones generadas a nivel de la Etapa de **Distribución**, en redes primarias (Media Tensión), específicamente a las suscitadas en las radiales eléctricas del Sistema Eléctrico Chimbote perteneciente a la Unidad de Negocios Chimbote de la Empresa Hidrandina S.A; con la finalidad de conocer los motivos principales de las interrupciones, para proponer alternativas que incida favorablemente en la reducción del número o la duración de interrupciones y por ende mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, reducir costos por compensaciones a los clientes por interrupción intempestiva, pérdida por la energía dejada de vender, afectación por mala imagen ante sus clientes, entre otros.

Asimismo se justifica, por la sensibilidad que representa una interrupción de servicio eléctrico en las empresas industriales y usuarios en general, así como en la necesidad de conocer y contribuir con nuevas opciones tecnológicas en la administración de sistemas eléctricos, apoyados en el avance de la tecnología en el campo de las telecomunicaciones.

1.3 Problema

Actualmente la Empresa Hidrandina S.A. se ha limitado al uso de métodos correctivos o preventivos. Sin embargo en los últimos años, con el desarrollo de nuevas tecnologías, la industria eléctrica está desarrollando el uso de métodos predictivos y de monitoreo, siendo necesario recabar y analizar la información de la situación actual tanto de las causas que generan las interrupciones como de los procesos relacionados, a fin de diagnosticar y proponer alternativas viables con aplicación tecnológica.

A nivel de Empresa se tiene un considerable índice de interrupciones de suministros eléctrico tanto en Media como en Baja Tensión, en sus Cinco Unidades de Negocio, teniendo una “cuota” considerable la unidad de Negocios Chimbote, lo que trae como consecuencia la reducción de la confiabilidad del suministro eléctrico y por ende compensaciones económicas semestrales a sus clientes las cuales podrían ir en aumento si no se toman las medidas preventivas necesarias.

La Unidad de Negocios Chimbote, cuenta con una Area de Operación y Mantenimiento, dedicada primordialmente a actividades técnico operativas siendo necesaria extraer y analizar la información en forma detallada para determinar las causas principales que producen las interrupciones y sus limitaciones para su atención.

Entre los elementos principales asociados con la operatividad del sistema desde las líneas de Transmisión a las Sub Estaciones de Distribución tenemos a las Sub Estaciones de Transformación y de Distribución con sus transformadores de potencia de alta y baja escala; asimismo, asociado a los conductores tenemos los seccionares de potencia, dispositivos de control y los diversos tipos de aisladores. Otro factor importante a considerar es el recurso humano, vale decir los ingenieros supervisores, personal técnico y operadores del sistema debidamente capacitados y equipados.

Por lo expuesto se plantea el siguiente problema de investigación:

¿Cuáles son las principales características de las interrupciones eléctricas en Media Tensión registradas en Chimbote durante los años 2013 – 2015 y cuál sería su propuesta para reducirla?

1.4 Marco Referencial

1.4.1. Reseña Histórica de Hidrandina S.A. La Empresa de Energía Hidroeléctrica Andina, es constituida el 22 de noviembre de 1946, como Unidad Operativa de Electro Perú, con sede en la ciudad de Lima. Luego la Empresa Regional de servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina S.A.) fue autorizada a operar el 5 de abril de 1983, mediante Resolución Ministerial No. 089-83-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y su constitución como empresa pública de Derecho Privado se formalizó mediante Escritura Pública del 8 de julio de 1983.

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

A efectos de llevar a cabo el proceso de privatización, en 1998 las acciones de capital social de la Compañía fueron clasificadas en acciones clase A1 por el 60% del capital, acciones clase A2 por 5.3% del capital, acciones clase B por el 34.69% y acciones clase C por el 0.01% del capital. En concordancia con el acuerdo COPRI-207-98 del 24 de julio de 1998 la compañía, a partir de la transferencia de las acciones mencionada en el párrafo anterior, está sujeta al régimen de la actividad privada.

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

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

Con fecha 13 de diciembre del 2001 JOBSA Eléctricas S.A.C suscribe un contrato por el cual entrega al estado el 30% de las acciones adquiridas. Posteriormente por medio del FONAFE, el Estado recupera las acciones, convirtiéndose en el accionista mayoritario y por tanto toma la dirección y gestión de la empresa. Así mismo de acuerdo a la ratificación de la R. S. N° 355-92-PCM, la COPRI mediante Acuerdo N° 363-01-2001, Hidrandina S.A. continuará sujeta al régimen de la actividad privada, sin más limitaciones que las que disponga FONAFE y siempre que no se oponga a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 764, normas complementarias y reglamentarias.

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

Actualmente la actividad principal de Hidrandina es la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones, comprendidas en las regiones de La Libertad, Ancash y parte de Cajamarca. Atendiendo a más de 780 mil clientes. (Hidrandina S.A.)

Tabla 1
Clientes de Hidrandina por Unidad de Negocio a setiembre 2015

UU.NN	BT	MT	AT	Libres	Total
Trujillo	303,582	788	9	2	304,381
Chimbote	134,200	526	0	1	134,727
Libertad Norte	88,108	338	2	0	88,448
Huaraz	110,510	519	0	2	111,031
Cajamarca	144,876	265	1	1	145,143
TOTAL	781,276	2,436	12	6	783,730

Nota. Fuente: <http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01empresa/resena.html>, (11/03/2016)

1.4.2. Zona de Concesión de la Empresa Hidrandina. El Área de concesión de Hidrandina para distribuir y comercializar energía eléctrica comprende los departamentos de Ancash, La libertad y gran parte de Cajamarca, en la república del Perú.



Figura 1. Ubicación geográfica de Empresa Hidrandina.
Fuente: <http://www.distriluz.com>, (11/05/2016)
(Hidrandina S.A., 2004)

Asimismo, cuenta con 5 Unidades de Negocio según se muestra en la siguiente figura:

- Unidad de Negocio Trujillo (Sede)
- Unidad de Negocio Chimbote
- Unidad de Negocio Libertad Norte
- Unidad de Negocio Cajamarca
- Unidad de Negocio Huaraz

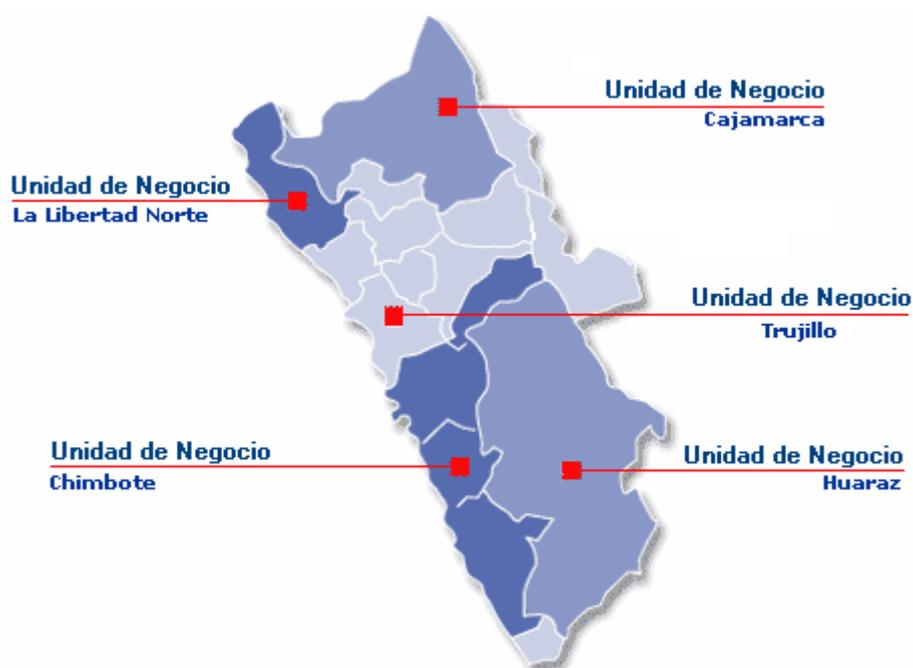


Figura 2. Unidades de Negocio de Empresa Hidrandina S.A.

Fuente: https://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa/zona.html (11/07/2016)

La Unidad de Negocios Chimbote a su vez cuenta con cinco Centros de Servicio: Chimbote, Nepeña-San Jacinto, Casma, Pallasca y Huarmey, de las cuales Chimbote concentra más del 70% de los clientes, de un total aproximado de 135,000.

1.4.3. Ubicación del C.S. Chimbote dentro de la Estructura Organizacional.

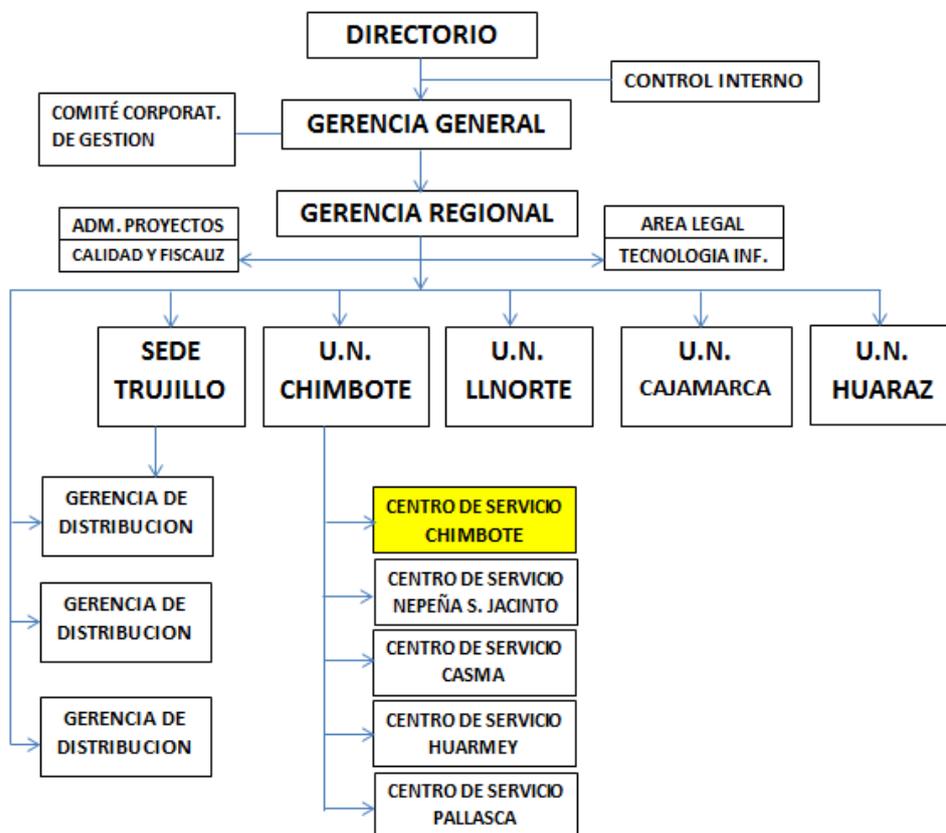


Figura 3. Estructura Organizacional de Hidrandina. Fuente: http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa/gestion_estructura.html (13/07/2016)

1.4.4. Sistema Eléctrico. El Sistema Eléctrico en general comprende tres grandes etapas: Generación Transmisión y Distribución, siendo Hidrandina una Empresa de distribución de energía eléctrica, opera desde los Centros de Transformación reductores, aguas abajo.

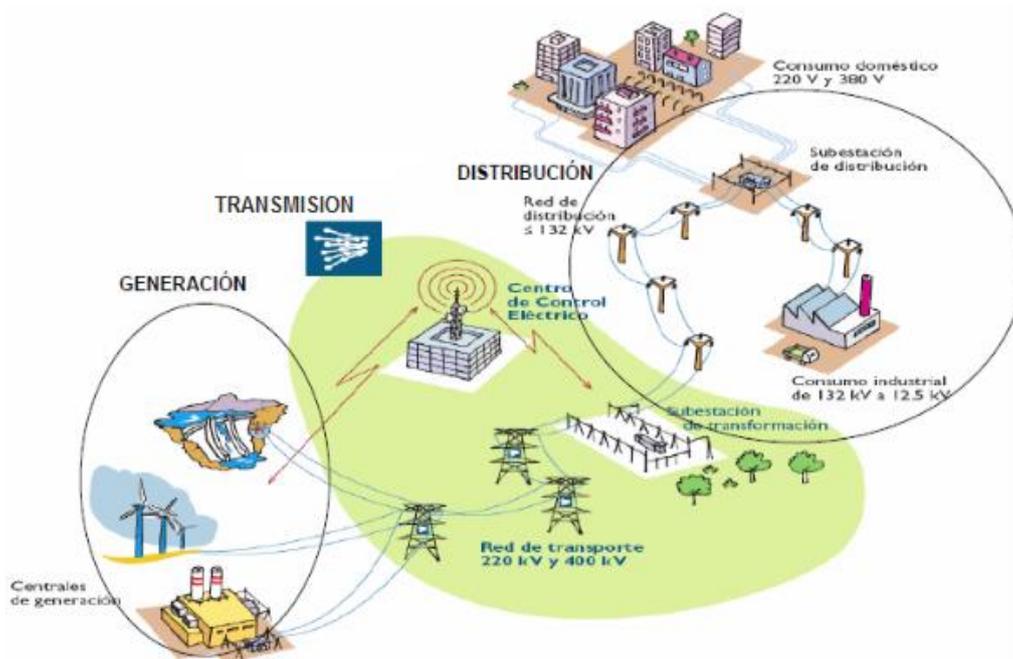


Figura 4. Esquema básico del Sistema Eléctrico.

Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia> (13/07/2016)

El sistema de distribución de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Chimbote, que incluye los distritos de Santa, Coishco, Chimbote y Nuevo Chimbote, está constituido por Cinco Centros de Transformación con líneas aéreas de 13.8 kV, las cuales se abastecen con una potencia de 220.0 MVA correspondiente al 70 % de los consumidores de un total de casi 135 mil usuarios de la Unidad de Negocios Chimbote. Es suministrado a gran escala de la Sub Estación de Potencia Chimbote 01 perteneciente a la empresa transmisora Red Eléctrica del Perú S.A. (REP).

1.4.4.1 Sub Estaciones de Transformación en el Sistema Eléctrico Chimbote.

Tabla 2.

Sub Estaciones de Transformación en el Sistema Eléctrico Chimbote

NOMBRE DE SUB ESTACION	POTENCIA NOMINAL (MVA)		RELACION DE TRANSFORMACIÓN (KV)
	ONAN	ONAF	
CHIMBOTE NORTE	21	26	138/13,8
CHIMBOTE - 02 (TR)	80	90	138/13,8
TRAPECIO (TR)	30	40	138/13,8
SANTA (TR)	25	33	138/13,8
CHIMBOTE SUR	24	31	138/13,8
TOTAL	180	220	

Nota. Fuente: Sistema GIS Máximus de Hidrandina (Setiembre 2016)

1.4.4.2 Diagrama en Bloques del Sistema Eléctrico Chimbote

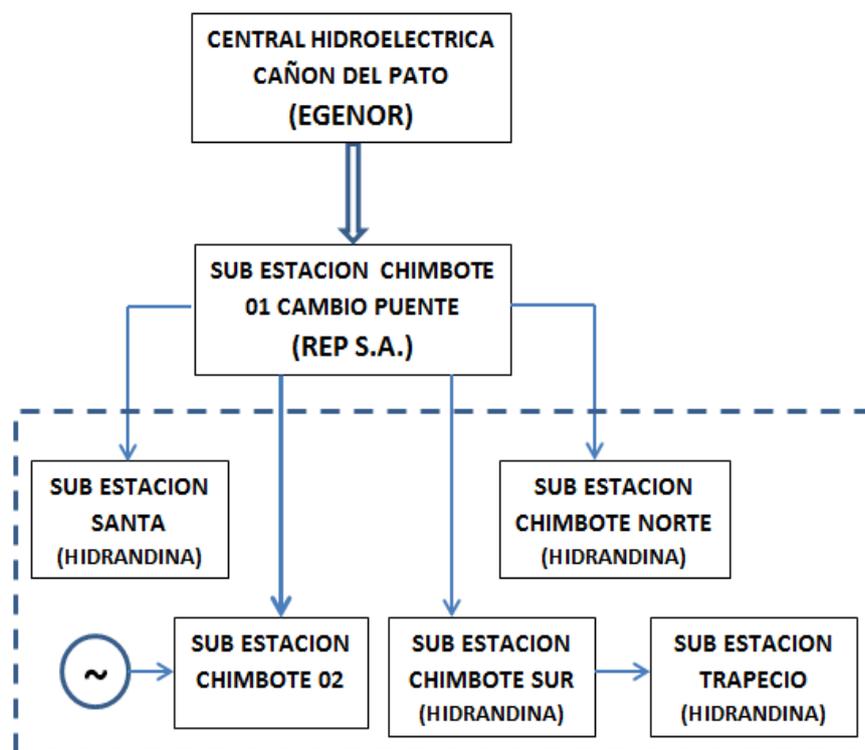


Figura 5. Diagrama en Bloques S.E. Chimbote. Fuente: Elaboración propia.

1.4.5. Definición de Interrupción Eléctrica. Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Hidrandina cuenta con un registro de interrupciones de servicio eléctrico, clasificados por responsabilidad **interna**, es decir, propias de la Empresa y **externa** referidas a responsabilidad de terceros, diferenciando los siguientes motivos principales:

- Por falla.
- Por mantenimiento preventivo.
- Por expansión de redes.
- Por maniobra.
- Otros motivos

Asimismo se diferencia por punto de medición y suministro conteniendo información sobre el tiempo de ocurrencia, la duración y la causa.

1.4.6. Indicadores de confiabilidad. La Norma IEEE Standard 1366-1998, menciona 12 indicadores, sin embargo los principales indicadores de interrupciones supervisados por el OSINERGMIN para evaluar la evolución de la performance de confiabilidad de las empresas eléctricas en el Perú son las siguientes:

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

Se define matemáticamente con las siguientes expresiones:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n ui}{N} \quad SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n ti \times ui}{N}$$

Dónde:

ui: Número de usuarios afectados en cada interrupción “i”.

ti: Duración de cada interrupción “i” (medido en horas).

n: Número de interrupciones en el período.

N: Número de usuarios del Sistema Eléctrico al final del período.

1.4.7. Calidad de Suministro. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en su título sexto respecto a la Calidad de Suministro, establece lo siguiente:

“6.1 INTERRUPCIONES

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del Servicio Eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

6.1.1 Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el **número de interrupciones** del servicio eléctrico, **la duración** de las mismas y **la energía no suministrada** a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

6.1.2 Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

6.1.3 Indicadores de la Calidad de Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en: horas).....(Fórmula N° 13)}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i.

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones, programadas por expansión o reforzamiento : K_i = 0.25
- Interrupciones programadas por mantenimiento : K_i = 0.50
- Otras : K_i = 1.00

El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

K_i = 0 ; si la duración real es menor a la programada

K_i = 1 ; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma.

6.1.4 Tolerancias.- Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : **2** Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión: **4** Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión: **6** Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: **4** horas/semestre
- Clientes en Media Tensión: **7** horas/semestre.
- Clientes en Baja Tensión: **10** horas/semestre.

(...)

6.1.8 Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones por Interrupciones = e • E • ENS..... (Fórmula N° 14)

Donde:

e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa : e = 0,00 US\$/kW.h

Segunda Etapa : e = 0,05 US\$/kW.h

Tercera Etapa : e = 0,35 US\$/kW.h

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']..... (Fórmula N°15)

En caso que se produzca una interrupción no programada de duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se realizará considerando el factor de ponderación E calculado mediante la fórmula 15-A.

E = [1 + (N - N')/N + (24 - D')/D' + 1/3. (D - D')/D'](Fórmula N° 15-A)

ENS: Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un cliente determinado.

ENS = ERS / (NHS - ∑ di). D; (expresada en: kW.h).....(Fórmula N° 16)

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

∑di : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

D. S. N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, actualizado al 13.09.2010. (Ministerio Energía y Minas D.G.E., 2010)

1.4.8. Verificación del Registro de Interrupciones por parte del Fiscalizador. El método usado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN, es instalar 3 equipos registradores de voltaje en suministro de Baja Tensión por cada Alimentador de Media Tensión (AMT), de manera inopinada por un periodo de dos meses, con la finalidad de testificar la continuidad del suministro eléctrico. Cuando los tres equipos registran la interrupción simultáneamente se considera que el AMT, salió fuera de servicio en su totalidad.

Cuando solo dos equipos registran la interrupción, se considera que salió solo una parte del AMT en evaluación, determinando el ramal afectado para fines de la aplicación correcta de la compensación de acuerdo a la duración de la interrupción.

En el siguiente diagrama se muestra de manera concreta el método aplicado.

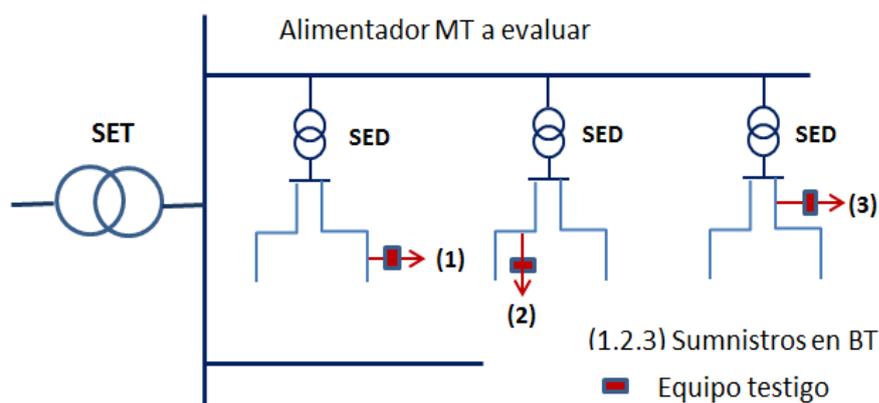


Figura 6. Diagrama unifilar de monitoreo de interrupciones.

Fuente: Elaboración propia.



Figura 7. Equipo testigo registrador de tensión. Fuente: <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE/suministro> (15/07/2016)

1.4.9. Consideraciones Sobre Mantenimiento. El mantenimiento consiste en una serie de actividades con cuya ejecución se logra alcanzar un mayor grado de confiabilidad en los equipos, máquinas, construcciones civiles e instalaciones, preserva sus funciones y afecta todos los aspectos de una organización: disponibilidad y costos, seguridad, integridad ambiental, eficiencia energética y calidad de productos. Entonces, el objetivo del mantenimiento de máquinas y equipos se puede definir como conseguir un determinado nivel de disponibilidad de producción en condiciones de calidad exigible, al mínimo coste y con el máximo de seguridad para el personal que las utiliza y mantiene. (Vassileva, 2007).

Falla. Decimos que algo falla cuando deja de brindarnos el servicio que debía darnos o cuando aparecen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue construido o instalado.

Podemos clasificar las posibles fallas de la manera que se muestra en la siguiente gráfica:

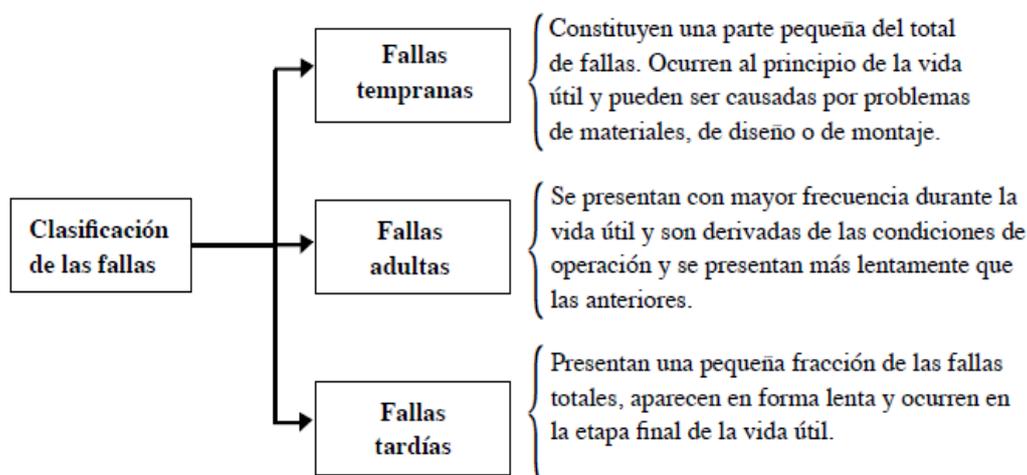


Figura 8. Clasificación de las fallas. Fuente: Revista Ciencia y Sociedad, núm 4, año 2007, pag. 669

Por disponibilidad se entiende la proporción de tiempo en que una máquina está en disposición para la producción respecto al tiempo total. Esta disponibilidad depende de dos factores críticos:

- La frecuencia de las averías que recibe el nombre de confiabilidad, y
- El tiempo necesario para reparar las mismas denominado mantenibilidad.

En consecuencia, un adecuado nivel de disponibilidad se alcanzará con óptimos niveles de confiabilidad y de mantenibilidad. Es decir, que ocurran pocas averías y que éstas se solucionen rápidamente.

Podemos clasificar el mantenimiento de la manera que se muestra en la figura.

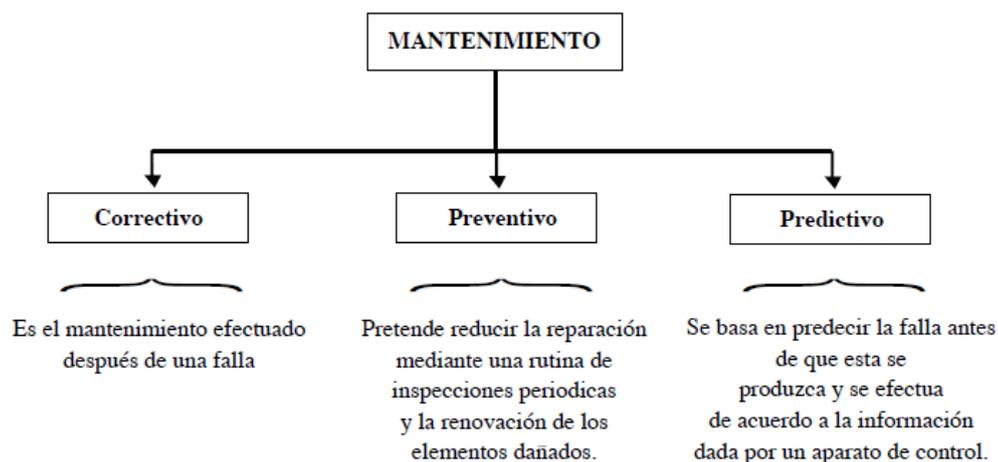


Figura 9. Tipos de Mantenimiento. Fuente: Revista Ciencia y Sociedad, núm 4, año 2007, pag. 671

En la palabra total del MPT (Mantenimiento Predictivo Total) se encuentran tres significados que se relacionan con tres características de TPM: la búsqueda de eficacia, economía, productividad o rentabilidad; la prevención del mantenimiento y el mejoramiento en la aplicación del mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo; y la participación total. (Vassileva, 2007).

1.4.10. Avances Tecnológicos. En Estados Unidos de Norte América, El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) *Electric Power Research Institute.*, creado para la investigación, de carácter independiente, de interés público, trabaja en fomentar una base técnica para una red eléctrica inteligente en donde las conexiones eléctricas se relacionen con las comunicaciones y el control por ordenador para conseguir enormes beneficios en cuanto a fiabilidad, capacidad y mejorar el servicio a los usuarios.

EPRI destaca que el objetivo antes citado se alcanzará a través de un proyecto llamado IntelliGrid. La idea básica con IntelliGrid es que su arquitectura se compone de transmisión automática de datos a dispositivos, personas y sistemas, bajo un marco normativo común para integrar los sistemas de energía y la comunicación y así mejorar la calidad y la seguridad de la electricidad.

Este proyecto proporcionará utilidades con la metodología, las herramientas y recomendaciones para estándares y tecnologías en los sistemas de aplicación, tales como medición avanzada, automatización en la distribución, y respuesta a la demanda.

“1.4. Localización de falla, aislamiento y restauración del servicio (FLIR) Fault Location, Isolation and Service Restoration

Esta aplicación detecta la falla, determina la sección de falla y la probable ubicación de la misma y recomienda un aislamiento óptimo de los lugares con fallas del alimentador de distribución y los procedimientos para el restablecimiento de los servicios a los lugares que no han tenido problema.

1.4.1. Localización de fallas

Esta sub función se inicia con los datos de entrada del SCADA, tales como bloqueos, las indicaciones de fallos y por las aportaciones del OMS, se determina el instrumento de protección, que ha despejado la falla, y así se ubica el lugar exacto donde se encuentra desenergizado y evalúa el lugar actual o probable en la que se pueda producir la falla. Distingue fallas despejadas por instrumentos de protección de aquellos despejados por fusibles, localiza interrupciones transitorias.

1.4.2. Análisis y modelado de la operación de la distribución (DOMA) Distribution Operation Modeling and Analysis

Se basa en un flujo de energía desequilibrado en tiempo real, de modo que se van cambiando las condiciones de operación de manera dinámica. Analiza los resultados de las simulaciones del flujo de energía y proporciona al operador el resumen de este análisis, para que este tome decisiones de reconfiguración y operación.

Adicionalmente, provee a otras aplicaciones con las mediciones para cada elemento del sistema de distribución, desde la subestaciones hasta los centros de carga en el secundario” (Benalcazar & Espinoza, 2013).

1.4.11. Elementos Principales del Sistema en Media Tensión.

a) *Transformador de potencia.* Se denomina transformador a una máquina eléctrica estática que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia y la potencia. Están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado, que puede ser de chapa de acero al silicio de grano orientado, aislada por óxidos minerales y protegida contra la corrosión mediante una capa de esmalte ó núcleo ensamblado compuesto por columnas y yugos constituidos de láminas de acero arsilicio de grano orientado laminado en frío y de alta permeabilidad magnética; según sea el tipo, seco o en aceite, respectivamente.



Figura 10. Transformador de potencia. Fuente:

http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-992/1282_read-4836/

Los transformadores se basan en la **inducción electromagnética**. Al aplicar una fuerza electromotriz en el devanado primario, es decir una tensión, se origina un flujo magnético en el núcleo de hierro. Este flujo viajará desde el devanado primario hasta el secundario. Con su movimiento originará una fuerza electromagnética en el devanado secundario.

Según la Ley de Lenz, necesitamos que la **corriente sea alterna** para que se produzca esta **variación de flujo**.

b) Recloser. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectarla automáticamente para energizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre en forma definitiva después de ciertos números programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema. Los reconectadores se utilizan en los sistemas de distribución aéreas para detectar e interrumpir fallas momentáneas.

La aplicación típica es en líneas de distribución aérea de media tensión hasta 33KV; en ramales o derivaciones con gran concentración de usuarios, zonas rurales de difícil acceso y zonas con alta densidad de arborización.

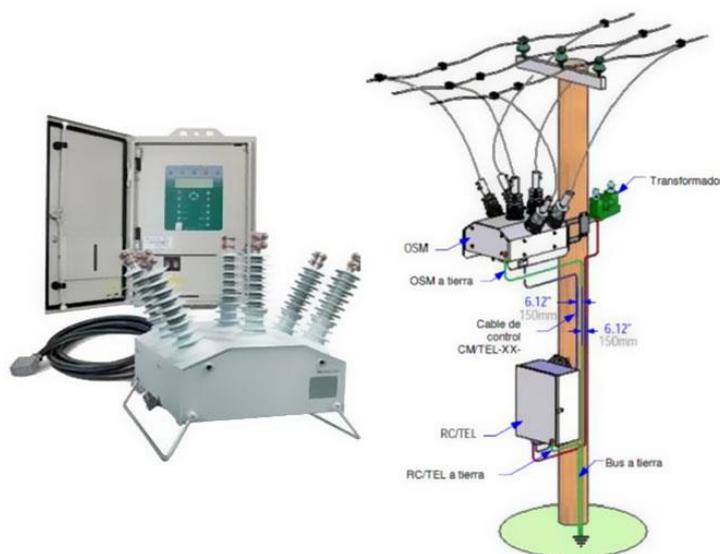


Figura 11. Posición Recloser. Fuente: <http://gmzbol.com/portfolio-item/reconectores-automaticos-15-27kv-tavdira-electric/>

c) **Seccionador.** Es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito esta energizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción.



Figura 12. Seccionador tipo cut out Fuente:
http://www.jjpsumtel.com/index.php?option=com_content&view=article&id=122

d) **Transformador de distribución.** “Se denomina transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 KVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 KV, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de unidades están proyectadas para montaje en postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas” (Concha, 2007).

Por lo general, un transformador de distribución es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-25 años a temperatura máxima de funcionamiento de 105°C (Temp. máx.: devanado = 65°C y ambiente = 40°C).

Aunque en la práctica la vida de un transformador de distribución podría llegar mayor a los 30 años con un mantenimiento adecuado y en función a la fecha de fabricación. (Gutierrez, 2011).



Figura 13. Transformador de distribución MT/BT. Fuente:
<http://promelsa.blogspot.pe/2011/07/vida-util-en-los-transformadores.html>

e) ***Aisladores de Media Tensión.*** Los Aisladores eléctricos de media tensión son elementos que sirven de apoyo y soporte a los conductores, al mismo tiempo que los mantienen aislados de tierra. Están contruidos con materiales de alta resistencia al flujo de electricidad, como el vidrio templado, la porcelana y ciertos tipos de caucho, también llamados aislante polímero. Se usan en dos modalidades, fijos y en cadena como los aisladores de suspensión y tipo pin o puesto en línea (Line Post), respectivamente.



Figura 14. Aisladores: Poliméricos, de porcelana tipo Line Post y SR Fuente:
<http://www.emincco.com.co/prueba/porcelana5.html>

1.5 Objetivos

1.5.1 General

Realizar un análisis del registro de interrupciones eléctricas en media tensión de la empresa Hidrandina - Chimbote S.A. ocurridas durante los años 2013 – 2015 para proponer alternativas de mejora.

1.5.2 Específicos:

- Analizar el registro de las interrupciones eléctricas clasificándolas por el tipo de responsabilidad, el motivo, la duración entre otros aspectos que permitan realizar alguna propuesta de mejora.
- Investigar sobre la tecnología de los elementos que componen los sistemas de distribución eléctrica para evaluar su aplicación y posibles beneficios a la empresa de distribución eléctrica.
- Plantear la propuesta de mejora, para la reducción y control de las interrupciones según el análisis del registro de interrupciones, mediante el mantenimiento centrado en la fiabilidad.

II Metodología de Trabajo

2.1 Tipo y Diseño de la Investigación

Es una investigación descriptiva y con una propuesta.

El diseño de investigación es no experimental de corte transversal.

2.2 Población y Muestra

2.2.1. Población:

En esta investigación se trabajó con dos poblaciones:

La población principal en estudio son los registros de interrupciones de suministro eléctrico de los periodos comprendidos entre Enero 2013 y Diciembre 2015, asociados a los elementos principales que componen el sistema eléctrico de distribución.

Asimismo, la población de supervisores de la unidad técnica de Hidrandina-Chimbote, responsables de la operatividad del sistema, mantenimiento y atención de las interrupciones.

2.2.2. Muestra:

Para estudiar los registros se consideró toda la población.

Para el caso de los supervisores se tomará una muestra de 3 supervisores responsables del área técnica. Corresponde a un muestreo no probabilístico en forma intencional o por conveniencia.

2.3 Técnicas e Instrumentos de Investigación

- **Entrevistas, con su instrumento:** Guía de entrevista.
- **Análisis Documentales, con su instrumento:** Registro de interrupciones en Módulo Norma Técnica, Calidad de Suministro, interrupciones del Sistema informático NGC de Hidrandina S.A.

	Nro Interrupción	Item ado En	Registrado Por	Observacion
<input type="checkbox"/>	5510165291	0 edición	Marco Villegas	Culminar con las pruebas d...
<input type="checkbox"/>	5510165291	1 edición	Marco Villegas	Culminar con las pruebas d...
<input type="checkbox"/>	5510165290	0 edición	Marco Villegas	Ampliación de la capacidad ...
<input type="checkbox"/>	5510163387	0 edición	Marco Villegas	Sale por falla de Totus
<input type="checkbox"/>	5510160535	0 edición	Marco Villegas	Montaje de Interruptor de ...
<input type="checkbox"/>	5510160535	1 edición	Marco Villegas	Montaje de Interruptor de ...
<input type="checkbox"/>	6360000106	1 edición	Richard Gómez Ramirez	Descargas atmosféricas en...
<input type="checkbox"/>	6360000106	3 edición	Richard Gómez Ramirez	Descargas atmosféricas en...
<input type="checkbox"/>	5510159518	2 edición	Marco Villegas	Señaliza relé GE UR D60 se...
<input type="checkbox"/>	5510159518	3 edición	Marco Villegas	Señaliza relé GE UR D60 se...
<input type="checkbox"/>	6360000104	1 edición	Richard Gómez Ramirez	Fuertes descargas atmosf...
<input type="checkbox"/>	6360000104	2 edición	Richard Gómez Ramirez	Fuertes descargas atmosf...

Figura 15. Pantallas Módulo de Norma Técnica, calidad de suministro.

Fuente: Sistema Informático Optimus NGC de Hidrandina S.A.

2.4 Proceso y Análisis de Datos.

El Proceso de los datos se realizará con el programa Excel.

Para el análisis de los datos ser realizará a través de:

Estadística descriptiva, tales como tablas, gráficos, porcentajes, medias y coeficiente de variación.

III Resultados

3.1 Datos Generales

La información en estudio, corresponde al periodo 2013 - 2015 la cual se ha agrupado en seis semestres; en consideración a los periodos normativos para fines de compensación establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en su título sexto. Asimismo las interrupciones corresponden tanto a nivel de Alimentadores como de ramales que salen fuera de servicio y se ha diferenciado en responsabilidad interna, es decir propia de la Empresa y externa de responsabilidad de terceros.

Tabla 3

Número de registros semestrales por Centros de Servicio. U.N. Chimbote

Responsab.	Centro de Servicio	Nro. de Interrupciones por Semestre					
		2013 - I	2013-II	2014- I	2014-II	2015- I	2015-II
Externa	Casma	2	2	1	0	0	1
	Chimbote	2	8	2	2	2	1
	Huarmey	4	0	0	0	0	0
	Nepeña	1	1	1	0	0	1
	Pallasca	6	0	0	0	0	3
Interna	Casma	61	18	24	15	36	54
	Chimbote	109	63	93	54	66	75
	Huarmey	50	22	16	17	24	25
	Nepeña	23	24	15	22	30	42
	Pallasca	25	31	12	15	11	40
Total Semestre		283	169	164	125	169	242

Nota. Total de registros 1152. Fuente: Elaboración propia

Tabla 4
Participación porcentual por Centros de Servicio. U.N. Chimbote.

Centro de Servicio	Participación porcentual					
	2013 - I	2013 - II	2014 - I	2014 - II	2015 - I	2015 - II
Casma	0.7%	1.2%	0.6%	0.0%	0.0%	0.4%
Chimbote	0.7%	4.7%	1.2%	1.6%	1.2%	0.4%
Huarney	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Nepeña	0.4%	0.6%	0.6%	0.0%	0.0%	0.4%
Pallasca	2.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%
R. Externo ^a	5.3%	6.5%	2.4%	1.6%	1.2%	2.5%
Casma	21.6%	10.7%	14.6%	12.0%	21.3%	22.3%
Chimbote	38.5%	37.3%	56.7%	43.2%	39.1%	31.0%
Huarney	17.7%	13.0%	9.8%	13.6%	14.2%	10.3%
Nepeña	8.1%	14.2%	9.1%	17.6%	17.8%	17.4%
Pallasca	8.8%	18.3%	7.3%	12.0%	6.5%	16.5%
R. Interno ^b	94.7%	93.5%	97.6%	98.4%	98.8%	97.5%
Total general	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Nota. Fuente: Elaboración propia.

R. Externo^a Total datos porcentuales de Responsabilidad Externa.

R. Externo^b Total datos porcentuales de Responsabilidad Interna.

En las tablas anteriores se muestra el resumen del número de interrupciones en Media Tensión (MT), por semestre y su participación porcentual a nivel de toda la Unidad de Negocio Chimbote. Las de responsabilidad interna acumularon 1112 interrupciones lo que representa el 96.5%, mientras que las de externa solo 40 que representa el 3.5% durante el periodo de evaluación, asimismo el Centro de Servicio **Chimbote** concentra la mayor cantidad de interrupciones de tanto de responsabilidad externa como interna, con un **1.47** y **39.93** % de participación acumulada respectivamente.

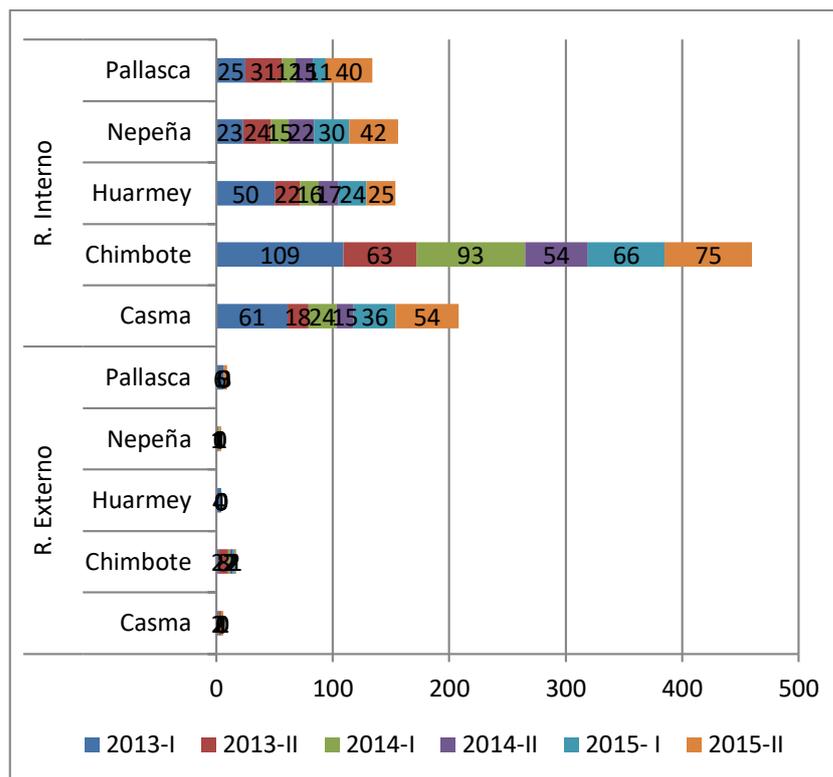


Figura 16. Interrupciones por responsabilidad por Servicio Eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 16 se observa ampliamente que la responsabilidad de las interrupciones es básicamente de la empresa concesionaria, por lo que ahí se centrara el enfoque. Asimismo se ha identificado además de la responsabilidad externa e interna, los motivos normativos de la interrupción, los cuales se detallan a continuación:

Interrupción por falla: Referidas, por ejemplo, a las generadas por averías en los equipos o infraestructura, por sobrecarga, por cortocircuito, etc.

Interrupción por maniobra sin aviso: Referidas a las generadas por maniobras improvisadas y necesarias como por ejemplo por cambio de estructura, movimiento del TAP del transformador, reparaciones, transferencia de carga, etc. No se comunicó al cliente.

Interrupción por expansión y reforzamiento: Interrupción generada por expansión o remodelación de redes, incremento de la capacidad de transformador o conductor, etc. Se comunican a los usuarios con **48 horas** de anticipación.

Interrupción por mantenimiento preventivo: Suscitadas por diversos trabajos de mantenimiento programado, previa comunicación al usuario.

Interrupción por otros motivos: Generadas a solicitud de Autoridades, por colisión de vehículo, por intento o hurto de conductores, etc.

Con respecto a los Elementos Eléctricos, especialmente en los de punto de medición, en su mayoría se trata de líneas y equipos de Media Tensión lo que incluye Seccionamientos, Alimentadores, Sub Estaciones de Distribución, Transformadores y Sub Estaciones de Potencia.

A continuación se muestra algunos ejemplos de la modalidad de codificación de los elementos más importantes del Sistema Eléctrico de Distribución de Hidrandina, que forman parte de la Base de Datos de los registros en estudio.

Sub Estación de potencia

P 376-S.E. TRAPECIO / S.E. TRAPECIO

Línea - Transformador de Potencia

L 325-L-1111 / L-1111 S.E. CHIMBOTE-01 - S.E

Alimentador en Media Tensión

A 3058-CHN021 / CHN021 Industrial

Seccionamiento en Media Tensión

I 340153-SECCION LINEA 31E DE / SECCION LINEA 31E DEL ALIM
CHS031

Sub Estación de Distribución

E 340295-CH0033 / CHIMBOTE-LADERAS DEL NORTE-CH0033

Circuito en Baja Tensión

D 340010-B / Circuito BT - B de la SED CH0001

3.2 Resultados Semestrales a Nivel Unidad de Negocio

En la Tabla 5, se presenta la evolución total de los registros en Media Tensión, por motivos principales y sus tiempos promedio de atención. Se observa que de los **1152** registros acumulados durante el periodo de evaluación, **600** fueron registrados por motivo de falla, con un tiempo promedio total de **00:50:17 (hh:mm:ss)**.

En la tabla 6, se muestra solamente los registros semestrales, de **responsabilidad interna** observándose que la variación con respecto al cuadro anterior radica solo en el motivo falla y mantenimiento preventivo, lo que demuestra que las interrupciones generadas por terceros se suscitan solamente por falla o por trabajos de mantenimiento.

Tabla 5

Registros semestrales totales por motivo de interrupciones en Media Tensión a nivel de Unidad de Negocio.

Motivo principal	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		ACUMULADO	
	Cant.	TProm.	Cant.	T Prom.	Cant.	TProm.	Cant.	TProm.	Cant.	T.Prom.	Cant.	TProm.	Cant.	T. Prom.
Por Falla	127	00:44:16	80	01:10:13	83	01:11:25	59	00:57:30	95	00:47:35	156	00:32:38	600	00:50:17
Por Maniobra sin, aviso.	22	01:23:22	8	00:23:55	7	00:32:30	9	00:29:07	17	00:38:41	20	00:19:30	83	00:42:55
Por Expansión y Reforzamiento	21	06:53:46	2	05:10:40	32	03:35:43	12	07:26:37	8	07:58:12	14	09:00:51	89	06:10:27
Por Mantenimiento preventivo	0	00:00:00	11	02:04:03	9	02:06:08	5	09:36:34	9	09:34:36	16	07:01:27	50	05:45:57
Por Otros y/o terceros	113	01:36:38	68	02:20:13	33	02:54:19	40	01:41:32	40	01:22:49	36	01:42:34	330	01:52:57
Total general	283	01:35:38	169	01:42:33	164	02:01:37	125	02:07:40	169	01:43:29	242	01:37:04	1152	01:45:16

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.

Registros semestrales por motivo en Media Tensión solo con responsabilidad interna.

Motivo principal	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		ACUMULADO	
	Cant.	TProm.	Cant.	T Prom.	Cant.	TProm.	Cant.	TProm.	Cant.	T.Prom.	Cant.	TProm.	Cant. T.	Prom.
Por Falla	112	00:48:17	70	01:18:55	79	01:14:33	57	00:57:59	93	00:48:10	153	00:33:06	564	00:52:36
Por Maniobra sin, aviso.	22	01:23:22	8	00:23:55	7	00:32:30	9	00:29:07	17	00:38:41	20	00:19:30	83	00:42:55
Por Expansión y Reforzamiento	21	06:53:46	2	05:10:40	32	03:35:43	12	07:26:37	8	07:58:12	14	09:00:51	89	06:10:27
Por Mantenim. preventivo	0	00:00:00	10	01:22:27	9	02:06:08	5	09:36:34	9	09:34:36	13	06:23:07	46	05:25:58
Por Otros y/o terceros	113	01:36:38	68	02:20:13	33	02:54:19	40	01:41:32	40	01:22:49	36	01:42:34	330	01:52:57
Total general	268	01:40:11	158	01:45:40	160	02:04:25	123	02:09:02	167	01:44:28	236	01:31:57	1112	01:46:32

Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.3 Resultado Estadístico con Responsabilidad de Hidrandina en Sistema Eléctrico Chimbote

Tabla 7

Evolución de interrupciones y tiempo acumulado por Centros de Servicio con responsabilidad interna.

Centro de servicio	N° Interrupciones por Semestre							Tiempo Acumulado por Semestre						Tiempo Total hh:mm
	2013 I	2023 II	2014 I	2014 II	2015 I	2015 II	Total	2013 I	2023 II	2014 I	2014 II	2015 I	2015 II	
Casma	61	18	24	15	36	54	208	115:54	40:31	51:37	42:21	65:44	85:23	401:32
Chimbote	109	63	93	54	66	75	460	217:21	75:16	153:18	100:43	89:30	176:32	812:43
Huarmey	50	22	16	17	24	25	154	39:14	22:39	27:07	27:23	39:34	28:17	184:15
Nepeña	23	24	15	22	30	42	156	38:29	67:04	27:22	51:32	86:58	52:28	323:56
Pallasca	25	31	12	15	11	40	134	36:30	72:44	72:21	42:30	08:58	18:57	252:02
Total Interno	268	158	160	123	167	236	1112	458:59	278:16	331:46	264:30	290:46	361:39	1974:30

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8

Registro de interrupciones semestrales por motivo del S.E. Chimbote.

Motivo principal	2013 - I		2013 - II		2014 - II		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Total Acum.	
	Cant.	TAcum.	Cant.	TAcum.	Cant.	TAcum.	Cant.	TAcum.	Cant.	TAcum.	Cant.	TAcum.	Cant.	Tiempo
Por Falla	21	06:53	10	03:03	46	37:23	18	12:16	31	15:11	36	13:53	162	88:41
Por Expansión y Reforzamiento	18	121:52	2	10:21	25	81:57	6	39:01	2	16:45	6	56:57	59	326:54
Por Mantenimiento preventivo	0	00:00	7	06:38	2	12:00	2	19:58	3	29:45	13	83:00	27	151:22
Por Otros y/o terceros	64	82:07	40	53:28	16	19:06	25	27:48	24	22:21	17	20:19	186	225:11
Por maniobra sin aviso.	6	06:28	4	01:45	4	02:51	3	01:39	6	05:26	3	02:23	26	20:33
Total Chimbote	109	217:21	63	75:16	93	153:18	54	100:43	66	89:30	75	176:32	460	812:43

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9

Detalle de Registro de interrupciones por motivo Falla - S.E. Chimbote.

Sub Motivo	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Total Acum.	
	Cant.	TAcum.	Cant.	Tiempo										
Coord. Protección	2	00:08	0	00:00	20	18:14	5	01:09	7	00:57	4	00:51	38	21:20
Línea abierta/Caída	4	02:35	1	00:45	3	01:26	7	08:05	12	12:50	7	06:27	34	32:08
Cortocircuito	2	00:31	4	01:19	3	00:56	1	00:39	1	00:35	12	04:14	23	08:16
Transitorio	1	00:05	2	00:04	0	00:00	2	00:35	9	00:18	9	00:20	23	01:24
T. Adicional/Mmto.	7	02:15	1	00:29	8	06:43	2	01:44	2	00:30	2	01:24	22	13:06
Av. Equipo Protecc.	0	00:00	0	00:00	8	08:47	0	00:00	0	00:00	0	00:00	8	08:47
Error de maniobra	0	00:00	2	00:25	2	00:15	0	00:00	0	00:00	0	00:00	4	00:40
Desc. atmosférica	3	00:48	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	3	00:48
Bajo aislamiento	0	00:00	0	00:00	1	00:50	1	00:03	0	00:00	0	00:00	2	00:53
Sobrecarga	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	00:35	2	00:35
Avería transformad.	1	00:01	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:01
Transm./Min. frec	1	00:28	0	00:00	1	00:11	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	00:39
Total Falla	21	06:53	10	03:03	46	37:23	18	12:16	31	15:11	36	13:53	162	88:41

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10

Detalle de Registro de interrupciones por Otros motivos S.E. Chimbote

Sub Motivo Otros Motivos y/o Terceros	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Total Acum.	
	Cant.	TAcum.	Cant.	Tiempo										
Colisión de vehículo contra instalaciones	29	28:16	21	19:15	8	05:17	13	06:31	11	05:16	3	01:50	85	66:26
Intento de Hurto de Conductores	29	50:47	8	09:49	5	08:31	4	06:49	9	13:43	12	17:23	67	107:03
Hurto de conductor o elemento eléctrico	2	00:27	4	06:56	2	04:21	4	12:53	3	02:40	0	00:00	15	27:18
Accidentes de Trabajo	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:42	0	00:00	1	00:42
Animales en instalaciones	0	00:00	2	00:01	1	00:57	0	00:00	0	00:00	0	00:00	3	00:58
Otros Sub motivos	4	02:37	5	17:25	0	00:00	4	01:34	0	00:00	2	01:06	15	22:42
Total Otros Motivos	64	82:07	40	53:28	16	19:06	25	27:48	24	22:21	17	20:19	186	225:11

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Alimentador (AMT)	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Total Registros	Tiempo Promedio
	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio		
Chimbote	109	02:05	63	01:11	93	01:38	54	01:51	66	01:21	75	02:21	460	01:47
TRA002	4	00:37	17	01:00	8	00:57	5	02:09	9	00:41	7	01:42	50	01:07
CHN021	12	02:15	0	00:00	8	03:17	3	00:20	3	03:33	9	00:09	35	01:53
STA122	6	03:31	3	01:36	4	01:13	7	01:28	6	01:09	8	01:44	34	01:49
TRA003	9	02:51	0	00:00	7	01:13	2	00:14	8	00:43	8	00:31	34	01:18
TRA005	5	00:36	4	03:21	8	00:55	3	01:03	9	00:43	4	02:59	33	01:22
TRA006	5	00:41	3	01:05	6	01:10	4	00:46	2	00:34	6	01:02	26	00:55
TRA001	3	00:47	3	02:57	6	01:24	5	00:55	6	00:42	2	05:08	25	01:33
CHN013	10	01:13	3	00:18	5	01:05	1	00:11	1	02:31	4	03:04	24	01:23
CHS031	7	03:05	5	01:03	2	00:23	4	00:21	2	00:42	2	00:34	22	01:26
TRA007	2	02:31	3	00:09	9	01:16	1	01:22	3	00:24	2	05:04	20	01:29
CHS032	5	00:24	6	00:24	2	01:21	1	00:41	2	00:08	3	00:50	19	00:33
CHN024	8	01:28	0	00:00	4	02:49	1	00:20	3	03:38	2	00:05	18	01:54
STA121	4	06:55	3	02:37	4	00:36	4	02:59	1	00:15	0	00:00	16	03:08
CHN025	8	01:28	3	00:19	1	00:10	3	00:18	0	00:00	0	00:00	15	00:55
TRA004	0	00:00	2	00:12	7	01:04	1	00:13	3	00:23	2	05:04	15	01:17
CHN022	7	01:39	0	00:00	3	06:19	0	00:00	1	09:52	2	00:52	13	03:14
STA123	4	06:55	3	02:15	2	00:36	2	05:26	1	00:15	1	07:58	13	04:13
CHN011	3	00:33	4	00:22	2	04:33	0	00:00	1	08:56	2	10:00	12	03:26
CHN012	0	00:00	0	00:00	1	09:59	3	03:31	3	01:03	4	06:04	11	04:22
CHU071	3	02:52	1	01:08	3	00:29	1	07:49	1	07:49	2	04:10	11	03:12
CHS033	1	00:01	0	00:00	1	00:35	3	06:59	1	00:02	4	02:28	10	03:09
CHD012	3	00:36	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	3	00:36
STA124	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	07:58	1	07:58

Figura 17. Registro de interrupciones semestrales por alimentador - S.E. Chimbote Fuente: Elaboración propia

Alimentador AMT	Por Falla		Por Expansion y Reforzamiento		Por Mantenimiento preventivo		Por Otros y/o terceros		Por maniobra sin aviso		Total Registros	Tiempo Promedio
	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio	Cantidad	Tiempo Promedio		
Chimbote	164	00:32	59	05:44	27	05:36	184	01:13	26	00:47	460	01:47
TRA002	13	00:37	1	01:29	1	09:54	32	01:05	3	00:30	50	01:07
CHN021	15	00:12	6	05:39	1	09:58	13	01:29	0	00:00	35	01:53
STA122	9	00:53	1	08:00	2	04:56	20	01:47	2	00:11	34	01:49
TRA003	12	00:36	5	05:08	2	00:27	12	00:45	3	00:34	34	01:18
TRA005	16	00:43	5	02:58	1	09:56	8	00:50	3	00:47	33	01:22
TRA006	10	00:46	2	01:30	2	00:47	10	01:06	2	00:23	26	00:55
TRA001	9	00:50	1	01:29	1	09:54	9	01:49	5	00:41	25	01:33
CHN013	5	00:06	1	09:26	1	03:00	13	01:01	4	01:49	24	01:23
CHS031	8	00:27	4	04:55	0	00:00	10	00:49	0	00:00	22	01:26
TRA007	12	00:37	3	02:11	3	03:26	2	02:37	0	00:00	20	01:29
CHS032	9	00:10	1	00:41	0	00:00	9	00:56	0	00:00	19	00:33
CHN024	5	00:20	4	04:59	1	09:55	7	00:17	1	00:45	18	01:54
STA121	4	00:31	3	09:00	1	01:56	8	02:23	0	00:00	16	03:08
CHN025	1	00:10	1	09:20	0	00:00	13	00:19	0	00:00	15	00:55
TRA004	11	00:41	1	01:29	3	03:26	0	00:00	0	00:00	15	01:17
CHN022	3	00:36	3	06:18	2	09:26	5	00:30	0	00:00	13	03:14
STA123	3	00:31	3	09:00	2	04:57	5	03:15	0	00:00	13	04:13
CHN011	3	00:20	5	07:36	0	00:00	3	00:34	1	00:25	12	03:26
CHN012	4	00:07	5	08:00	0	00:00	2	03:46	0	00:00	11	04:22
CHU071	5	00:27	4	07:54	0	00:00	1	01:08	1	00:07	11	03:12
CHS033	6	00:28	0	00:00	3	08:59	0	00:00	1	01:40	10	03:09
CHD012	1	00:28	0	00:00	0	00:00	2	00:41	0	00:00	3	00:36
STA124	0	00:00	0	00:00	1	07:58	0	00:00	0	00:00	1	07:58

Figura 18. Registro de interrupciones por motivo y por alimentador - S.E. Chimbote. Fuente: Elaboración propia

Sub Motivo de la interrupción	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Tiempo Promedio	Total Servicios afectados
	Tiempo Promedio	Servicios afectados	Total											
Colisión de vehículo contra	00:58	145337	00:55	77534	00:39	29844	00:30	69683	00:28	77805	00:36	20864	00:46	421,067
Intento de Hurto de Condu	01:45	112342	01:13	51364	01:42	37577	01:42	26569	01:31	49523	01:26	52961	01:35	330,336
De coordinación de protec	00:04	6170	00:00	0	00:54	48719	00:13	18874	00:08	20748	00:12	12916	00:33	107,427
Línea abierta o caída	00:38	24240	00:45	389	00:28	6926	01:09	29738	01:04	44632	00:55	37013	00:56	142,938
Limpieza de partes aislant	00:00	0	00:56	10804	06:00	5938	09:59	1850	09:55	4922	06:23	20658	05:36	44,172
Remodelación integral de 1	07:34	13056	05:10	20399	02:54	23264	06:14	22934	07:49	988	09:14	12359	05:25	93,000
Cortocircuito	00:15	16690	00:19	14009	00:18	21524	00:39	389	00:35	82	00:21	84106	00:21	136,800
Transitorio	00:05	4130	00:02	3134	00:00	0	00:17	3970	00:02	33065	00:02	66044	00:03	110,343
Tiempo adicional por Mtto	00:19	42421	00:29	7472	00:50	16865	00:52	3292	00:15	3316	00:42	2379	00:35	75,745
Seguridad	00:31	3850	00:26	194	00:39	23	00:31	4235	01:01	21828	00:21	8471	00:38	38,601
Hurto de conductor/elemer	01:13	6721	01:44	19132	02:10	6060	03:13	193	00:53	12494	00:00	0	01:49	44,600
Otros sub Motivos	04:01	106208	01:14	69111	03:24	67973	02:12	34372	03:19	15554	03:07	46910	02:32	340,128
Total general	02:05	481,165	01:11	273,542	01:38	264,713	01:51	216,099	01:21	284,957	02:21	364,681	01:47	1,885,157

Figura 19. Tiempos promedios semestrales y clientes afectados por sub motivos en S.E. Chimbote. Fuente: Elaboración propia.

Detalle de Motivo por Alimentadores (AMT)	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Nº Interrup. Acumulada s	Tiempo Total
	Tiempo		Tiempo		Tiempo		Tiempo		Tiempo		Tiempo			
	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado		
TRA002	4	02:28	17	17:08	8	07:36	5	10:46	9	06:15	7	11:54	50	56:08
Colisión de vehículo contra instalación	1	00:29	9	06:24	0	00:00	1	00:19	5	02:33	0	00:00	16	09:45
Intento de Hurto de Conductores	3	01:59	2	00:51	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:16	6	03:06
Otros	0	00:00	3	09:01	0	00:00	1	00:23	0	00:00	1	00:37	5	10:01
Hurto de conductor o elemento eléct.	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	09:50	2	01:31	0	00:00	4	11:21
Línea abierta o caída	0	00:00	0	00:00	1	00:43	0	00:00	1	02:09	1	00:23	3	03:15
Seguridad	0	00:00	2	00:52	1	00:39	0	00:00	0	00:00	0	00:00	3	01:31
Cortocircuito	0	00:00	0	00:00	1	00:17	0	00:00	0	00:00	1	00:21	2	00:38
De coordinación de protección	0	00:00	0	00:00	1	01:16	1	00:14	0	00:00	0	00:00	2	01:30
Transitorio	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:01	1	00:02	2	00:04
Animales en instalaciones	0	00:00	1	00:03	1	00:57	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	01:00
Avería en equipo de protección y/o man	0	00:00	0	00:00	1	01:28	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	01:28
Exonerado de comp. Exp. ó Ref. redes	0	00:00	0	00:00	1	01:29	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	01:29
Limpieza de partes aislantes	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	09:54	1	09:54
Sobrecarga	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:20	1	00:20
Tiempo adicional por Mtto. programado	0	00:00	0	00:00	1	00:46	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:46
CHN021	12	27:01	0	00:00	8	26:19	3	01:01	3	10:39	9	01:27	35	66:28
Colisión de vehículo contra instalación	5	13:49	0	00:00	0	00:00	1	00:47	1	00:39	0	00:00	7	15:15
Cortocircuito	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	5	01:18	5	01:18
Transitorio	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:02	4	00:09	5	00:11
Intento de Hurto de Conductores	4	04:03	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	4	04:03
Remodelación integral de redes	0	00:00	0	00:00	4	15:59	0	00:00	0	00:00	0	00:00	4	15:59
Otros	1	00:07	0	00:00	0	00:00	1	00:02	0	00:00	0	00:00	2	00:09
De coordinación de protección	1	00:04	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:04
Error de maniobra	0	00:00	0	00:00	1	00:05	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:05
Instalación de equipos de protección	0	00:00	0	00:00	1	08:58	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	08:58
Limpieza de partes aislantes	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	09:58	0	00:00	1	09:58
Línea abierta o caída	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:12	0	00:00	0	00:00	1	00:12
Rechazo de carga por Mínima Frecuenc:	0	00:00	0	00:00	1	00:11	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:11
Refuerzo de estructuras-postes	1	08:58	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	08:58
Tiempo adicional por Mtto. programado	0	00:00	0	00:00	1	01:05	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	01:05

Figura 20. Alimentadores con mayor cantidad de registros de interrupciones acumulados. Fuente: Elaboración propia

Detalle de Motivo por Alimentadores (AMT)	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		N° Interrup. Acumuladas	Tiempo Total
	Tiempo		Tiempo		Tiempo		Tiempo		Tiempo		Tiempo			
	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado	Cantidad	Acumulado		
TRA003	9	25:40	0	00:00	7	08:34	2	00:28	8	05:46	8	04:08	34	44:38
De coordinación de protección	0	00:00	0	00:00	4	04:45	1	00:13	1	00:06	1	00:13	7	05:18
Intento de Hurto de Conductores	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	5	04:16	2	01:53	7	06:09
Colisión de vehículo contra instalación	3	01:31	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:42	0	00:00	4	02:13
Remodelación integral de redes	3	22:43	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	3	22:43
Seguridad	1	00:48	0	00:00	0	00:00	1	00:15	0	00:00	1	00:40	3	01:43
Exonerado de comp. Exp. ó Ref. redes	0	00:00	0	00:00	2	03:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	03:00
Limpieza de partes aislantes	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	00:55	2	00:55
Tiempo adicional por Mtto. programado	2	00:38	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	00:38
Accidentes de Trabajo	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:42	0	00:00	1	00:42
Avería en equipo de proteccion y/o man	0	00:00	0	00:00	1	00:49	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:49
Cortocircuito	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:21	1	00:21
Línea abierta o caída	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:06	1	00:06
STA122	6	21:07	3	04:49	4	04:55	7	10:16	6	06:55	8	13:55	34	61:58
Intento de Hurto de Conductores	3	12:06	2	02:53	3	04:27	3	06:23	3	06:18	0	00:00	14	32:07
Colisión de vehículo contra instalación	1	00:46	0	00:00	0	00:00	2	01:20	1	00:15	1	00:34	5	02:55
Línea abierta o caída	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	01:50	0	00:00	2	04:25	3	06:15
Transitorio	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	3	00:06	3	00:06
Limpieza de partes aislantes	0	00:00	1	01:56	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	07:57	2	09:53
Tiempo adicional por Mtto. programado	1	00:15	0	00:00	1	00:28	0	00:00	0	00:00	0	00:00	2	00:43
Cortocircuito	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:52	1	00:52
Otros	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:43	0	00:00	0	00:00	1	00:43
Refuerzo de estructuras-postes	1	08:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	08:00
Reparación de Falso contacto	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:20	0	00:00	1	00:20
Seguridad	0	00:00	0	00:00	0	00:00	0	00:00	1	00:02	0	00:00	1	00:02

Figura 21. Continuación de Alimentadores con mayor cantidad de registros de interrupciones acumulados. Fuente: Elaboración propia

IV Análisis y Discusión

4.1 Análisis de Resultados

4.1.1 Interrupciones semestrales por Servicios Eléctricos. Según la tabla mostrada N° 07 de los registros analizados a nivel de Servicios Eléctricos, obtenemos mediante frecuencias relativas simples, que el 41.37% del total de interrupciones, durante el periodo en evaluación, corresponde al Sistema Eléctrico Chimbote. Es decir en Chimbote se concentra la mayor cantidad de registros con un acumulado de 460 de los 1112, bajo la responsabilidad de Hidrandina a nivel Unidad de Negocios, siendo importante su consideración por la demanda que atiende respecto a los demás Servicios Eléctricos.

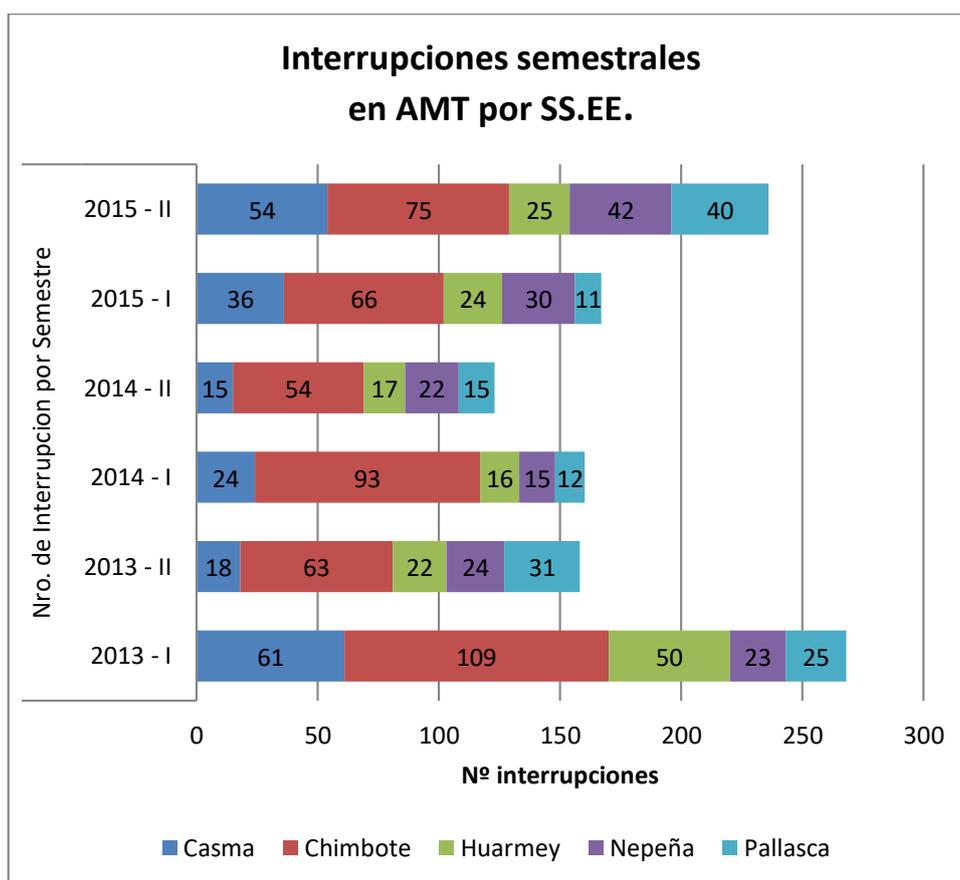


Figura 22. Interrupciones Semestrales por AMT. Fuente: Elaboración propia

4.1.2 Tiempos acumulados semestrales por Servicios Eléctricos. Obviamente, los tiempos acumulados por semestre según el mismo cuadro, también muestra que Chimbote tiene una mayor cantidad de horas acumuladas por semestre con respecto a los demás servicios, sin embargo se observa una variabilidad semestral de **142** horas (HMax – Hmin, 217 - 75), en un acumulado total de 812:43 horas, lo que podría entenderse a simple vista como una falta de respuesta controlada con una aplicación eficiente de planes de contingencia ante situaciones imprevistas. No se descarta también, que podría tratarse de un deficiente registro en el sistema informático.

En las barras de color rojo se aprecia esta variación.

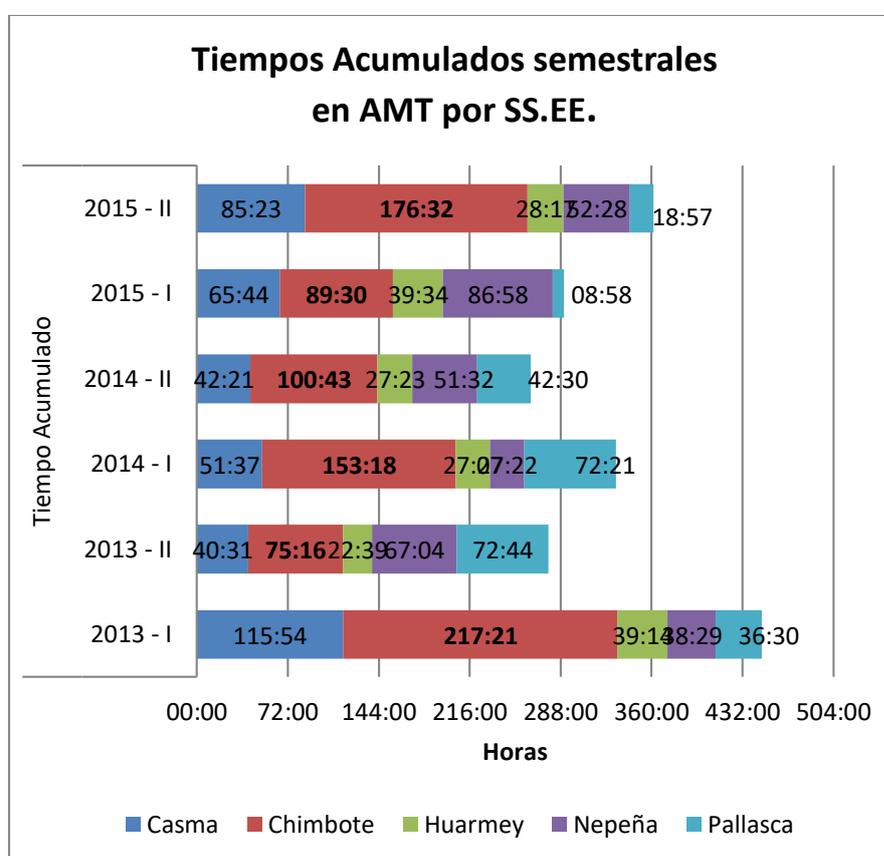


Figura 23. Fuente: Elaboración propia

4.1.3 Interrupciones en el Sistema Eléctrico Chimbote. En la Tabla 08 de resultados, se observa los registros por motivos de las interrupciones del Sistema Eléctrico Chimbote. En el Anexo N° 05 se muestra los datos a nivel de Unidad de Negocio.

En el semestre 2013- I, el motivo principal con mayor cantidad de registros es “otros motivos”, los cuales contempla: Colisión de vehículos, condiciones climáticas, hurto ó intento de hurto de conductor, caída de árboles, vandalismo, etc. Sin embargo en los demás semestres, como se muestra en el mismo cuadro, el motivo que concentra la mayor cantidad de registros es la “falla”, tal como muestra el siguiente gráfico:

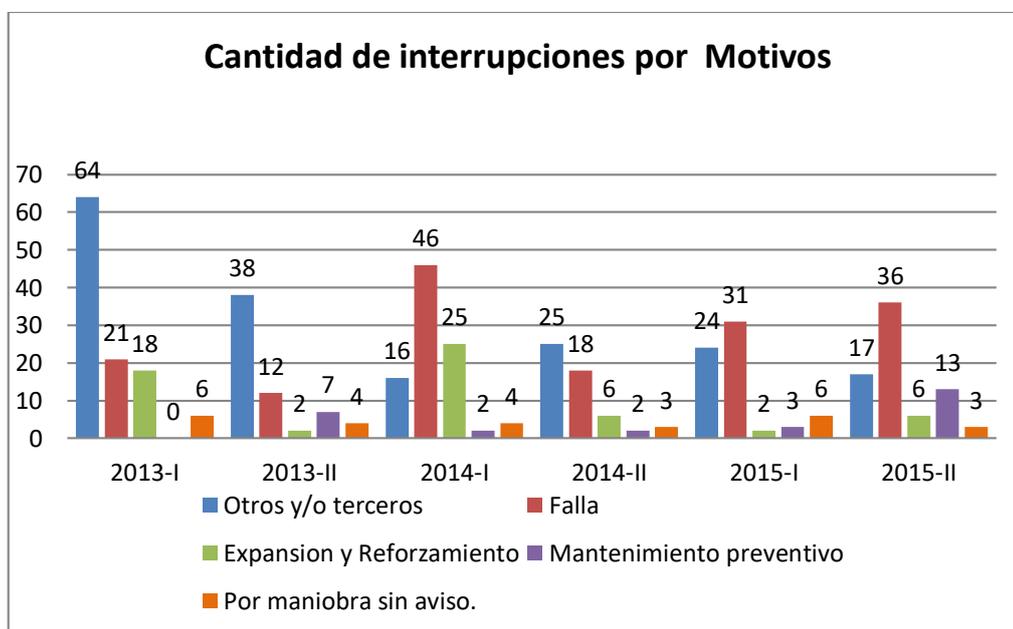


Figura 24. Interrupciones por Motivos. Fuente: Elaboración propia.

Resumiendo de manera general, los motivos “**falla**” y “**Otros motivos**” son las principales causas de interrupciones durante los semestres evaluados, acumulando 164 y 184 registros respectivamente en el S.E. Chimbote.

Con respecto a los tiempos acumulados según el motivo, se aprecia que la duración mayor durante los periodos evaluados, por lo general se da por “expansión y reforzamiento de redes”, seguido de “otros motivos” principalmente en los primeros semestres y mantenimiento preventivo en el último semestre evaluado, por lo que amerita mejorar los procedimientos correspondientes.

Según la NTCSE, para el cálculo del Indicador “N”; el número de interrupciones programadas por expansión de redes se reducen por el factor de ponderación (0.5) y las generadas por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia no afectan a los indicadores N y D.

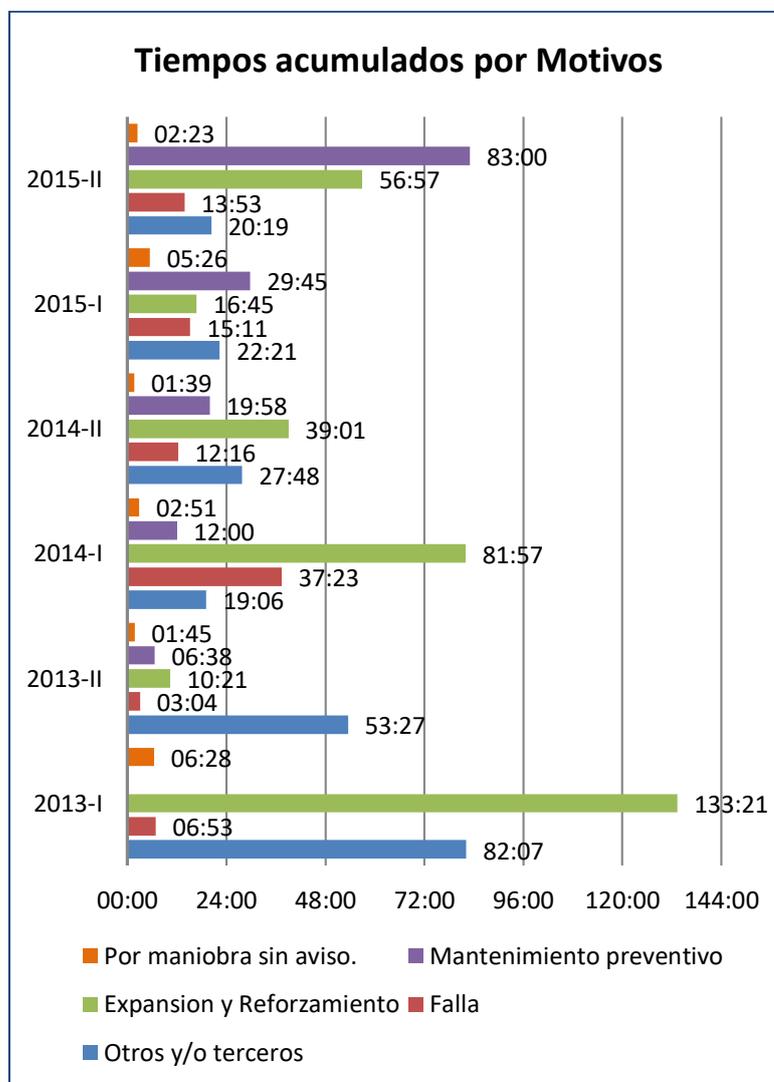


Figura 25. Tiempos acumulados por Motivo. Fuente: Elaboración propia.

La duración por falla es menor respecto a “expansión y reforzamiento” y “otros motivos”, sin embargo es importante su consideración porque genera compensación económica al usuario. No obstante las interrupciones por reforzamiento y mantenimiento no generan compensación económica, a excepción de aquellos cuya duración excede el tiempo programado. Para el caso de las interrupciones por “otros motivos”, la Empresa debe sustentar que se trató de una interrupción por fuerza mayor ajena a su responsabilidad, a fin de evitar compensación económica a los afectados.

4.1.4 Sub motivos de Interrupciones en Sistema Eléctrico Chimbote. En la Tabla N° 9, las principales causas de falla con la mayor cantidad de interrupciones registradas, son:

- Deficiente coordinación de la protección.
- Línea abierta o caída, cortocircuito y
- Falla transitoria.

En la Tabla N° 10, las causas principales calificadas como otros motivos son:

- Colisión de vehículo y
- Hurto o intento de hurto de conductor.

Para mejor apreciación veamos el siguiente gráfico.

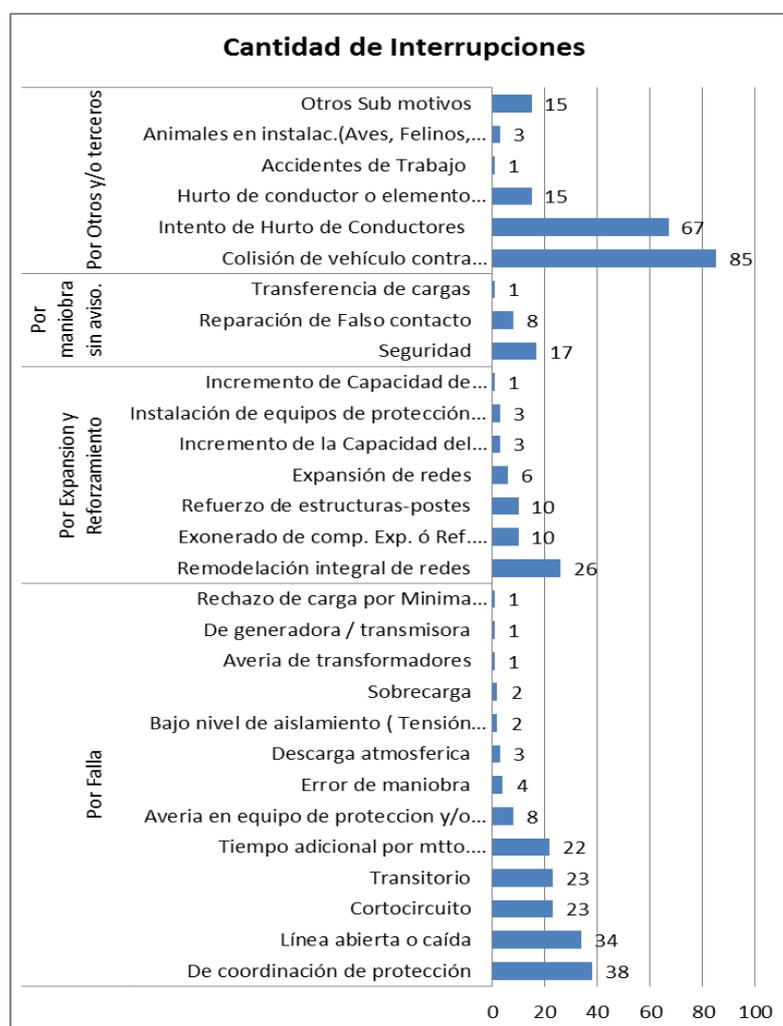


Figura 26. Motivos Principales de las interrupciones en S.E. Chimbote

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a los mayores tiempos acumulados, se tiene que para el motivo de “falla” predominan los sub motivos línea abierta o caída y deficiente coordinación de la protección. Mientras que por “otros motivos”, los sub motivos predominantes son por intento de hurto de conductor y colisión de vehículo contra instalaciones, considerando que se trata de situaciones impredecibles y extrínsecas, requieren de un plan de contingencia y la logística necesaria y oportuna para su reposición.

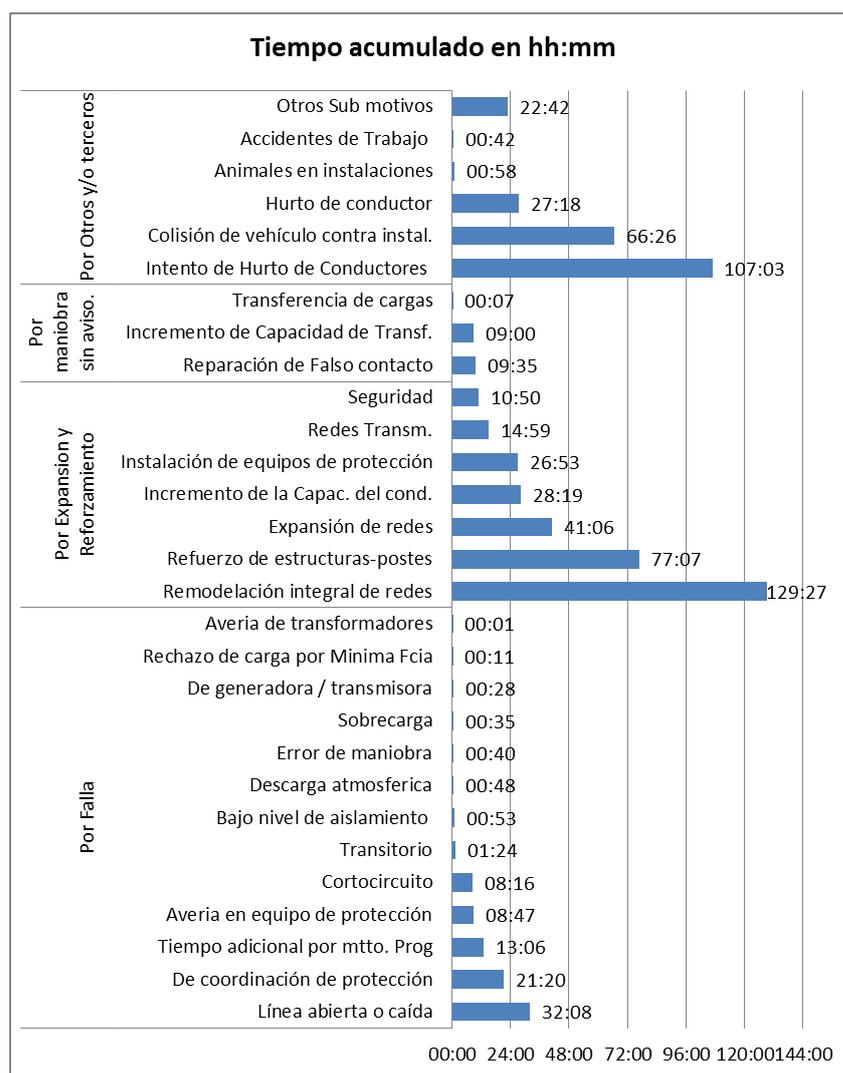


Figura 27. Fuente: Tiempo acumulado por Sub Motivo. Elaboración propia.

Mención especial requiere los tiempos acumulados mayores por expansión y reforzamiento de redes. Obviamente son los de mayor acumulación en general por tratarse de interrupciones por trabajos de remodelación de redes y refuerzo de estructuras, entre otros.

4.1.5 Interrupciones por Alimentadores S.E. Chimbote. Según figura 17, se muestra el total de registros semestrales y los tiempos promedio de duración, se ha consolidado el acumulado de registros por AMT en los seis semestres en el Sistema Eléctrico Chimbote, obteniendo que el alimentador TRA002 de la Sub Estación de Transformación (SET) Trapecio acumula la **mayor cantidad** de interrupciones, seguido del alimentador CHN0021 de Chimbote Norte y STA122 de la SET Santa.

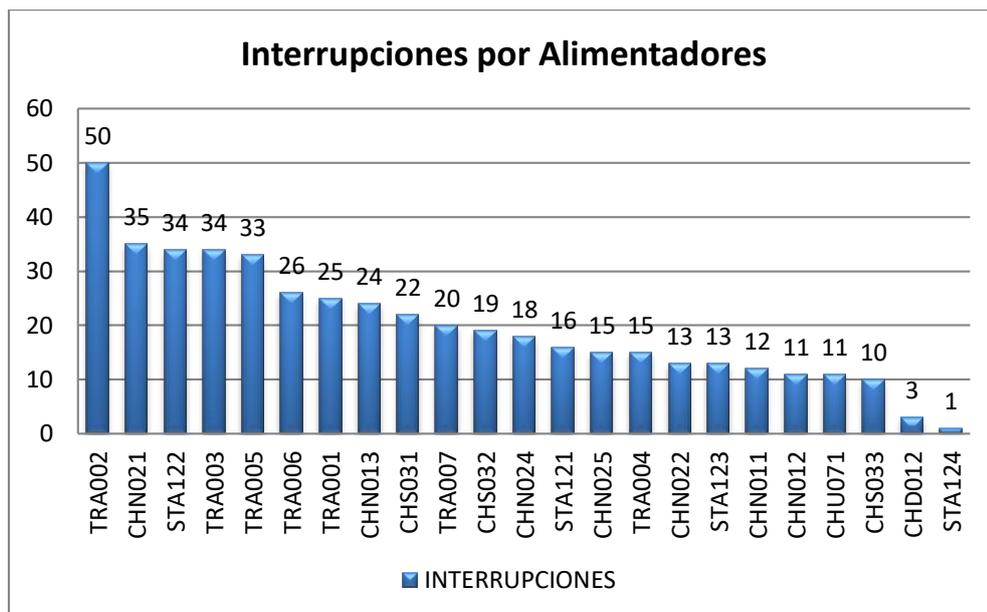


Figura 28. Número de interrupciones por AMT. Fuente: Elaboración propia.

Similarmente, los cuatro alimentadores con **mayor tiempo** acumulado durante el periodo de evaluación son CHN021, STA122, RA002 y CH121

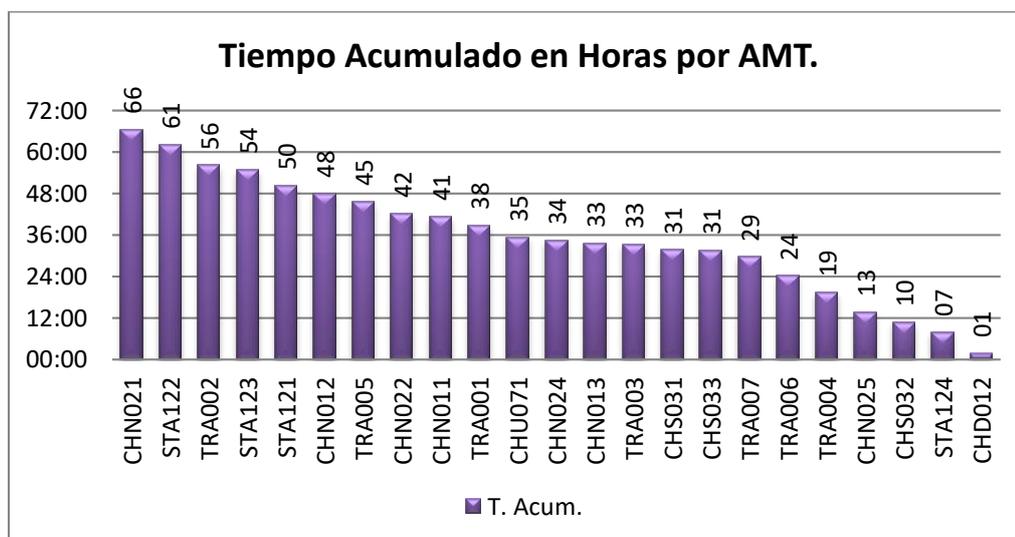


Figura 29. Tiempo acumulado por AMT Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, los motivos principales de interrupciones en dichos alimentadores, tal como se puede observar en la Figura 18, del capítulo 3 de resultados, también son por “falla” y por “otros motivos”.

En el Alimentador TRA002, la mayor cantidad, se registró en el periodo 2013-II con 17 registros, mientras que en el alimentador CHN021, se registró en el periodo 2013-I, con 12 registros, siendo bajos en los demás semestres, demostrando que la desviación no es estándar.

Periodo	TRA002	CHN021	STA122	TRA003	Grafico
2013 - I	4	12	6	9	
2013 - II	17	0	3	0	
2014 - I	8	8	4	7	
2014 - II	5	3	7	2	
2015 - I	9	3	6	8	
2015 - II	7	9	8	8	
Total	50	35	34	34	

Figura 30. Alimentadores con mayor cantidad de registros. Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a los tiempos promedios semestrales, en los mismos alimentadores también se presenta notable variabilidad, por ejemplo en el alimentador CHN021, el promedio menor fue de 9 minutos en el periodo 2015-II y el mayor se registró en el periodo 2015-I, con 3:33 horas.

Periodo	TRA002	CHN021	STA122	TRA003	Grafico
2013 - I	00:37	02:15	03:31	02:51	
2013 - II	01:00	00:00	01:36	00:00	
2014 - I	00:57	03:17	01:13	01:13	
2014 - II	02:09	00:20	01:28	00:14	
2015 - I	00:41	03:33	01:09	00:43	
2015 - II	01:42	00:09	01:44	00:31	
Total	01:11	01:35	01:47	00:55	

Figura 31. Tiempo promedio semestral en AMTs con mayor cantidad de registros.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.6 Validación de tiempos promedios. En un resumen general, el S.E. Chimbote tiene promedio semestral que oscila entre 01:11 y 02:21 horas del total de registros en AMT con un tiempo promedio total de 01:47.

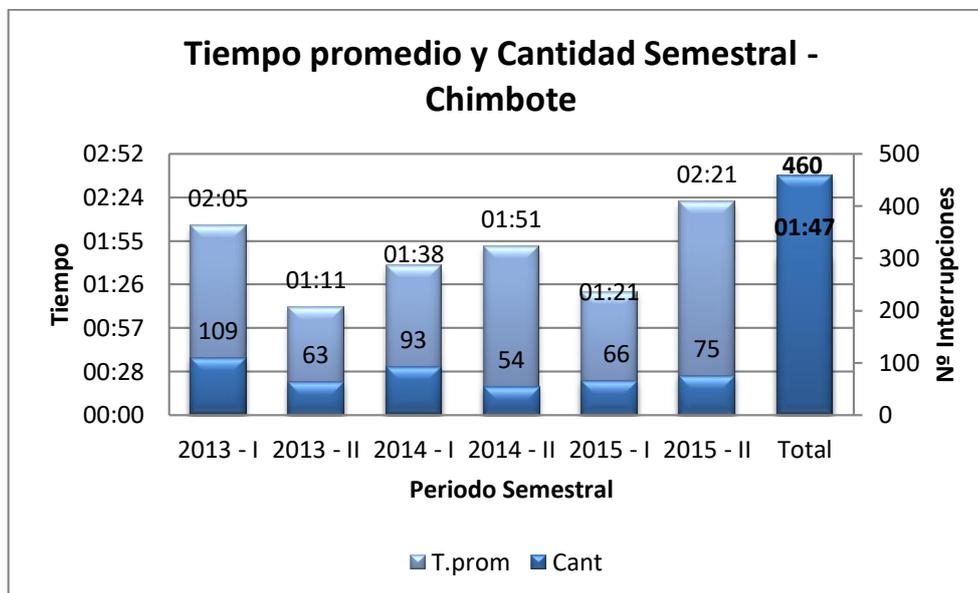


Figura 32. N° de interrupciones y su tiempo medio semestral. Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, según el motivo principal, el promedio semestral oscila entre 00:32 y 05:36 horas. (Barras de color naranja).

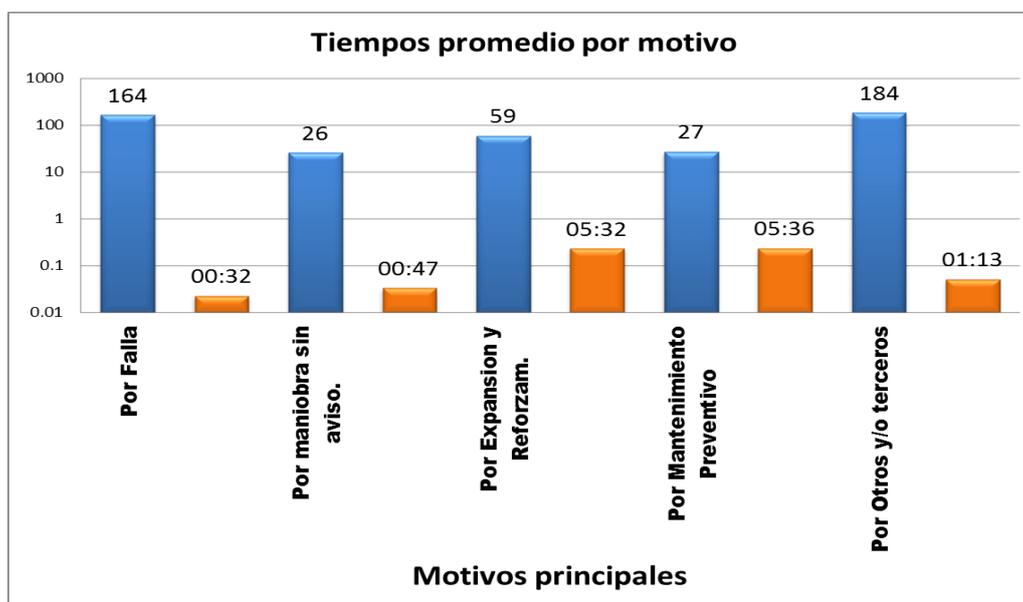


Figura 33. Tiempo Medio según motivo. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, si extraemos la desviación estándar y el tiempo promedio por cada sub motivo obtenemos la siguiente tabla de coeficientes de variación:

Tabla 11

Coefficiente de Variación por Sub Motivos

Motivo y Sub Motivo	Desvest de Tiempo Total (S)	Promedio de Tiempo Total \bar{x}	Coef. De Variación S / \bar{x}
Avería de transformadores	00:00:00	00:01:00	00%
Avería en equipo de protec. y/o maniob.	00:30:12	01:05:55	46%
Bajo nivel de aislamiento	00:33:14	00:26:30	125%
Cortocircuito	00:12:43	00:21:35	59%
De coordinación de protección	00:28:37	00:33:43	85%
De generadora / transmisora	00:00:00	00:28:52	00%
Descarga atmosférica	00:09:34	00:16:07	59%
Error de maniobra	00:03:32	00:10:00	35%
Línea abierta o caída	00:41:31	00:56:43	73%
Rechazo de carga por Mínima Frec.	00:00:00	00:11:00	00%
Sobrecarga	00:03:32	00:17:30	20%
Transitorio	00:06:13	00:03:40	169%
Exonerado Ref. Redes Transmisión	00:00:01	01:30:00	00%
Expansión de redes	03:31:44	06:51:07	52%
Incremento de Capacidad de Transform.	00:00:00	09:00:00	00%
Incremento de la Capacidad del conduct.	00:30:22	09:26:33	05%
Instalac. de Equipo de Protec. y Maniob.	00:00:46	08:57:50	00%
Refuerzo de estructuras-postes	02:15:44	07:42:42	29%
Remodelación integral de redes	04:32:17	04:58:44	91%
Limpieza de partes aislantes	04:17:59	05:36:24	77%
Accidentes de Trabajo	00:00:00	00:42:00	00%
Animales (Felinos y/o roedores)	00:00:41	00:00:32	128%
Aves en instalaciones	00:00:00	00:57:00	00%
Colisión de vehículo contra instalac.	01:23:36	00:46:54	178%
Hurto de conductor o elemento eléct.	02:05:16	01:49:14	115%
Intento de Hurto de Conductores	01:37:33	01:35:52	102%
Otros	02:39:31	01:30:50	176%
Tiempo adicional por Mtto. Programado.	00:25:01	00:35:46	70%
Reparación de Falso contacto	01:22:11	01:11:59	114%
Seguridad	00:34:03	00:38:17	89%
Transferencia de cargas	00:00:00	00:07:00	00%

Nota. Fuente: Elaboración propia

Resumiendo por cada uno de los cinco motivos, durante todo el periodo en evaluación, para conocer el grado de representatividad de la media o promedio, notamos que el Coeficiente de Variación (CV) supera en todos los casos el 40% por lo que en ninguno de ellos es representativo, considerando que su porcentaje debería ser inferior a 40%, es decir existe mucha variabilidad en los tiempos de atención.

Tabla 12

Coeficiente de Variación por Motivo

Motivo	Desv. Est	Promedio	C.V.
Por falla	00:33:23	00:32:24	103%
Por expansión	04:02:15	05:32:26	73%
Por Mantenimiento programado	04:17:59	05:36:24	77%
Por maniobra	00:54:18	00:47:27	114%
Por Otros Motivos	01:37:19	01:08:44	142%

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la variabilidad de tiempos de duración “por maniobra” se debe indicar que existen cinco registros con sub motivos de reparación y seguridad con tiempos mayores a una hora y observaciones de descargo referidas a reparaciones, por lo que **no se trata de interrupciones por maniobra**, sino por mantenimiento o falla. Lo indicado se muestra en la siguiente figura:

Motivo	SubMotivo	preElemento	Cod. Alir	Alim.NTC	CC.SS.	ElementoElec	Tiempo Tc
Por maniobra sir	Reparación de Falso	A3125-CHN013	CHN013	A3125	Chimbote	A3125-CHN013 /	04:17:00
Por maniobra sir	Reparación de Falso	A3242-TRA001	TRA001	A3242	Chimbote	A3242-TRA001 /	01:36:30
Por maniobra sir	Reparación de Falso	A3253-CHS033	CHS033	A3253	Chimbote	A3253-CHS033 /	01:40:20
Por maniobra sir	Seguridad	A3246-TRA005	TRA005	A3246	Chimbote	A3246-TRA005 /	01:15:00
Por maniobra sir	Seguridad	A3125-CHN013	CHN013	A3125	Chimbote	A3125-CHN013 /	02:31:00

Figura 34. Observación de Registros. Fuente: Elaboración propia.

Si se excluye estos registros la variabilidad por maniobra disminuye a menos del 80%. En tal sentido, la media o promedio de los tiempos de duración, no constituye un valor representativo en la evaluación, asimismo se evidencia error de registro, además considerando lo antes indicado, se ratifica que los tiempos de mayor variabilidad son los registrados por “Otros motivos” y “por falla”.

4.1.7 Evaluación de los Motivos críticos de Interrupciones - S.E. Chimbote. En el punto 4.1.3 se determinó que los motivos críticos de las interrupciones fueron: **“otros motivos”** y **“falla”** con **184** y **164** registros acumulados, respectivamente.

En figura 18 del capítulo de resultados, reporte original a nivel de AMT de Chimbote, relacionamos gráficamente, los motivos de las interrupciones por alimentador, observamos los motivos predominantes con barras de color azul y rojo.

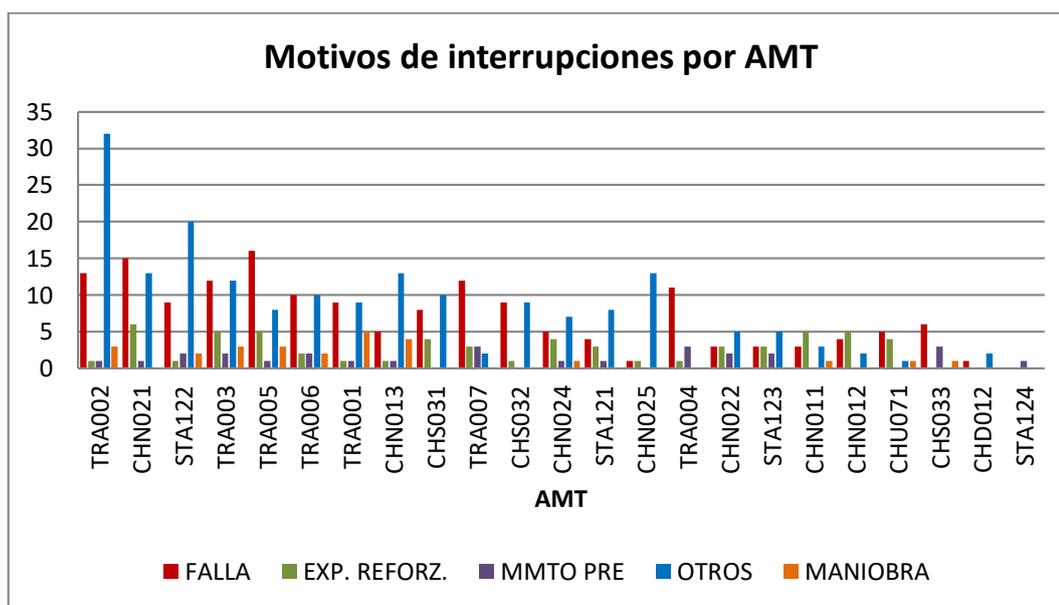


Figura 35. Interrupciones por AMT y Motivo. Fuente: Elaboración propia.

En tal sentido podemos decir que los motivos críticos de interrupciones en AMTs con mayor afectación son por falla y por otros motivos como colisión de vehículo y hurto o intento de hurto de conductor.

No obstante, con respecto a los tiempos promedio de duración referencial, los mayores predominantes son por **“expansión y/o reforzamiento”** y por **“mantenimiento”**, con **5:32** y **5:36** horas de promedio general, respectivamente.

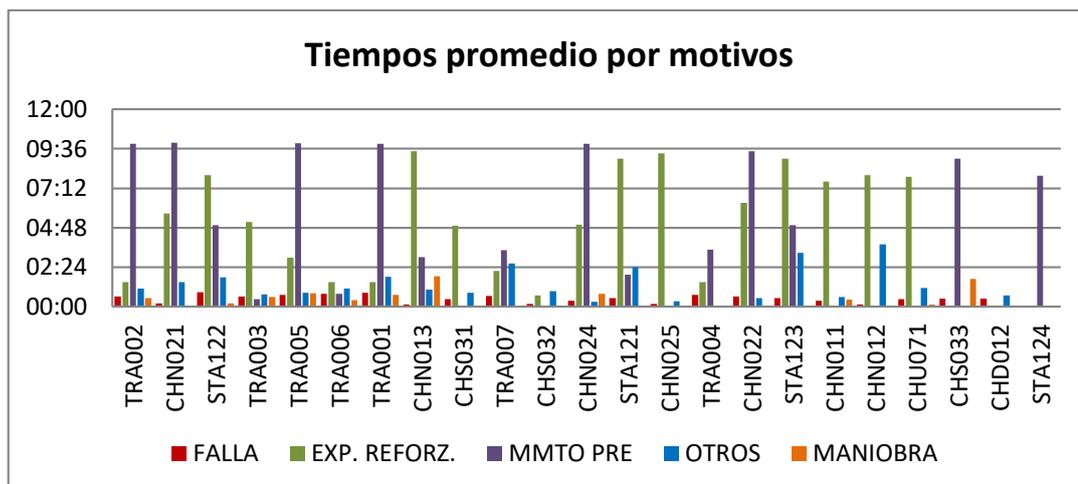


Figura 36. Tiempos Promedio. Fuente: Elaboración propia.

Los tiempos promedio referencial de “Falla” y de “Otros motivos” son **00:32.24** y **01:08:44** horas respectivamente, ya que no es representativo, según se determinó anteriormente. Los tiempos Máximos y mínimos registrados son los que se muestran a continuación:

Tabla 13

Tiempos Máximos y Mínimos

Motivo	Tiempo máximo	Tiempo mínimo
Por falla	02:57:00	00:01:00
Por expansión	13:00:00	00:21:20
Por Mantenimiento programado	10:00:00	00:12:00
Por maniobra	04:17:00	00:02:35
Por Otros Motivos	12:32:50	00:00:03

Nota. Fuente: Elaboración propia

El tiempo mínimo de falla es debido a deficiencia transitoria y la máxima por seccionamiento de conductor por descargas a tierra debido a poste de Telefónica cerca de la línea de MT.

El tiempo mínimo de interrupción por otros motivos es debido a presencia de roedor en celda de alimentador y la máxima por Choque de tráiler contra la estructura de la SED CH0100.

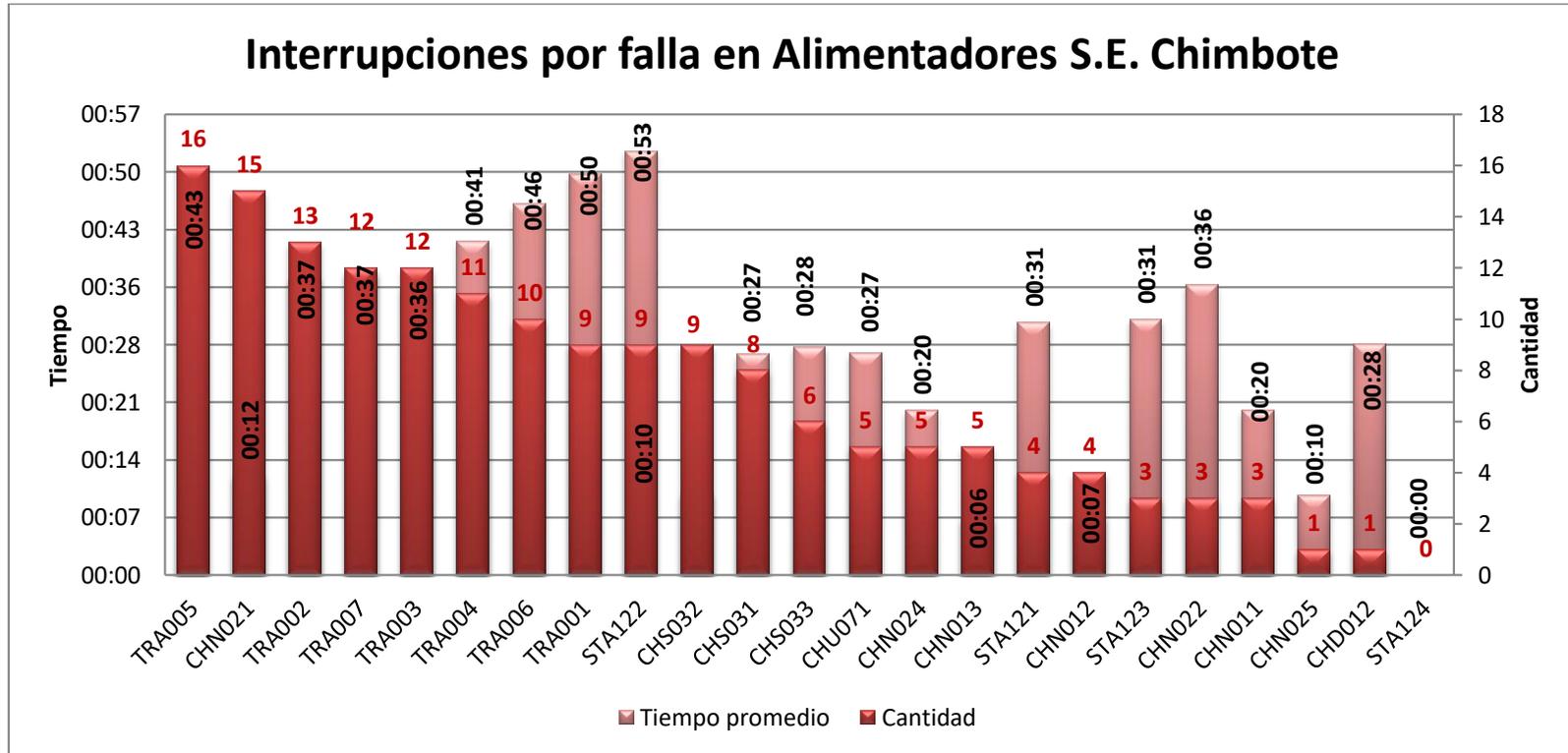


Figura 37. Cantidad de interrupciones por Falla y su tiempo medio. Fuente: Elaboración propia.

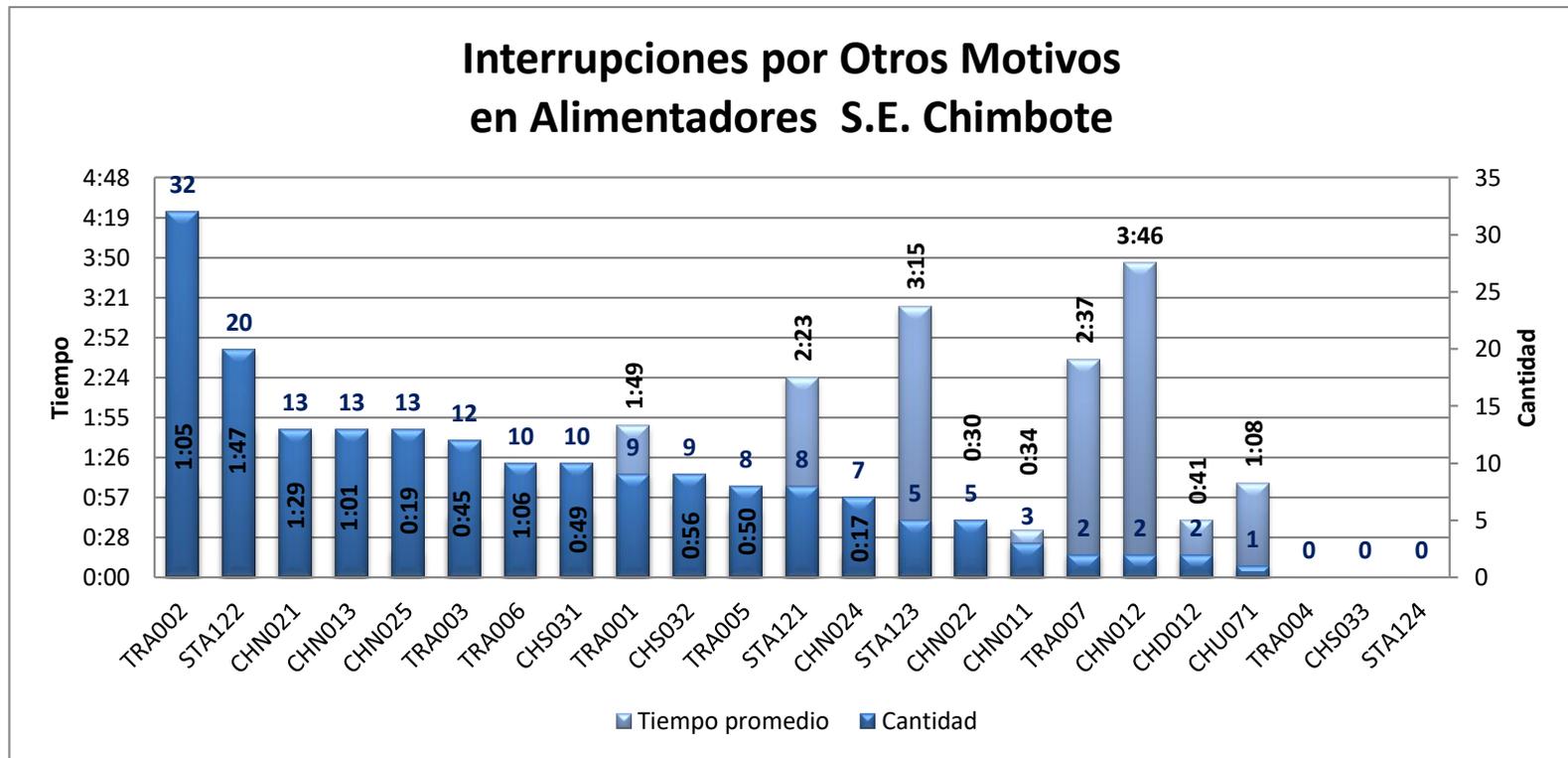


Figura 38. Cantidad de interrupciones por “Otros Motivos” y su tiempo medio. Fuente: Elaboración propia.

Los 3 AMTs con más cantidad de interrupciones por Falla son TRA005, CHN0021 y TRA002, asimismo las que tienen mayor cantidad de registros por Otros Motivos son TRA002, STA121 y CHN021. En general, los AMTs TRA002 y CHN021 son los que presentan mayor cantidad de interrupciones registradas.

Asimismo es importante destacar que por lo general, ante una interrupción por Falla y por Otros Motivos, la Empresa Hidrandina, con el fin de reducir el número de afectados, aísla la falla y lo hace en forma manual en coordinación con el Centro de Control de Operaciones (CCO). No cuenta con un sistema inteligente en la que los dispositivos puedan identificar y aislar la falla automáticamente.

Esto, naturalmente obliga a realizar maniobras sin aviso al cliente, así como se obliga a generar otros registros parciales con las mismas características, pero con afectación menor hasta la reposición total del servicio; por lo que podríamos afirmar que el Número y la Duración de interrupciones por falla y otros motivos en los AMT es relativo dependiendo de la complejidad de la falla en función al tiempo que pueda tardar su reposición.

4.1.8 Detalle Sub Motivos de Interrupciones. S.E. Chimbote. En la figura 19 de resultados, se muestra el tiempo promedio referencial y los usuarios afectados por semestre en cada sub motivo. Ordenado por cantidad de mayor a menor y agrupando las de menor incidencia en el grupo de otros terceros, para fines conocer los sub motivos principales, se tiene:

Tabla 14

Cuadro porcentual de Sub Motivos

Sub motivo de la interrupción	Cantidad Interrupc.	Porcentaje por Sub Motivo	Tiempo Promedio Total	Total Servicios Afectados	Porcentaje Afectados
Colisión de vehículo	85	18.48%	00:46	421,067	22.34%
Intento Hurto de Cab	67	14.57%	01:35	330,336	17.52%
De coordinación de protección	38	8.26%	00:33	107,427	5.70%
Línea abierta o caída	34	7.39%	00:56	142,938	7.58%
Limpieza aisladores	27	5.87%	05:36	44,172	2.34%
Remodelación integral de redes	26	5.65%	05:25	93,000	4.93%
Cortocircuito	23	5.00%	00:21	136,800	7.26%
Transitorio	23	5.00%	00:03	110,343	5.85%
Tiempo adicional por Mantenimiento	22	4.78%	00:35	75,745	4.02%
Seguridad	17	3.70%	00:38	38,601	2.05%
Hurto de conductor	15	3.26%	01:49	44,600	2.37%
Otros sub Motivos	83	18.04%	02:32	340,128	18.04%
Totales	460	100.00%	01:47	1,885,157	100.00%

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 15

Detalle Otros Sub Motivos

Detalle Otros Sub Motivos	Cantidad	Tiempo Prom.	Usuarios
Otros terceros	15	01:30	72,364
Refuerzo de estructuras-postes	10	07:42	53,702
Exonerado ó Ref. redes Transmisión	10	01:30	11,079
Reparación de Falso contacto	8	01:11	10,427
Avería en equipo de protección	8	01:05	26,067
Expansión de redes	6	06:51	13,128
Error de maniobra	4	00:10	38,862
Descarga atmosférica	3	00:16	29,373
Incremento de la Capacidad del conductor	3	09:26	7,474
Instalación de equipos de protección	3	08:57	4,800
Animales (Felinos y/o roedores)	2	00:00	20,435
Bajo nivel de aislamiento	2	00:26	12,530
Sobrecarga	2	00:17	20,590
Avería de transformadores	1	00:01	389
De generadora / transmisora	1	00:28	3,735
Incremento de Capacidad de Transformac.	1	09:00	3,099
Accidentes de Trabajo	1	00:42	4,759
Aves en instalaciones	1	00:57	6,185
Rechazo de carga / Mínima Frecuencia	1	00:11	144
Transferencia de cargas	1	00:07	986
Total Otros Sub Motivos	83	02:32	340,128

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Graficando en barras, según el cuadro de sub motivos se tiene:

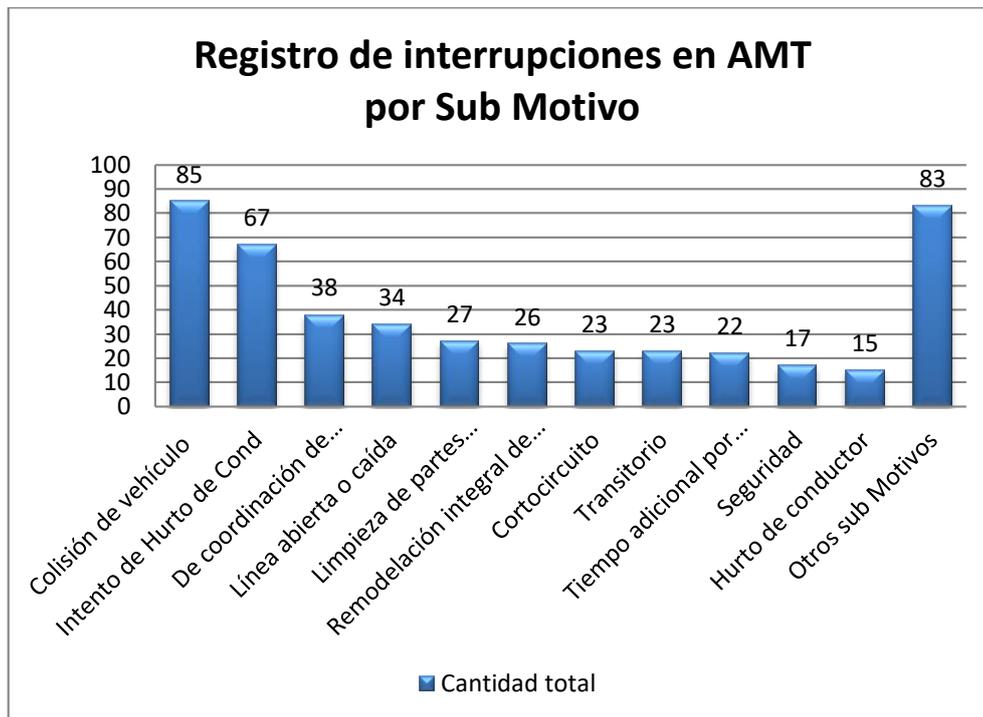


Figura 39. N° de interrupciones por Sub Motivo. Fuente: Elaboración propia.

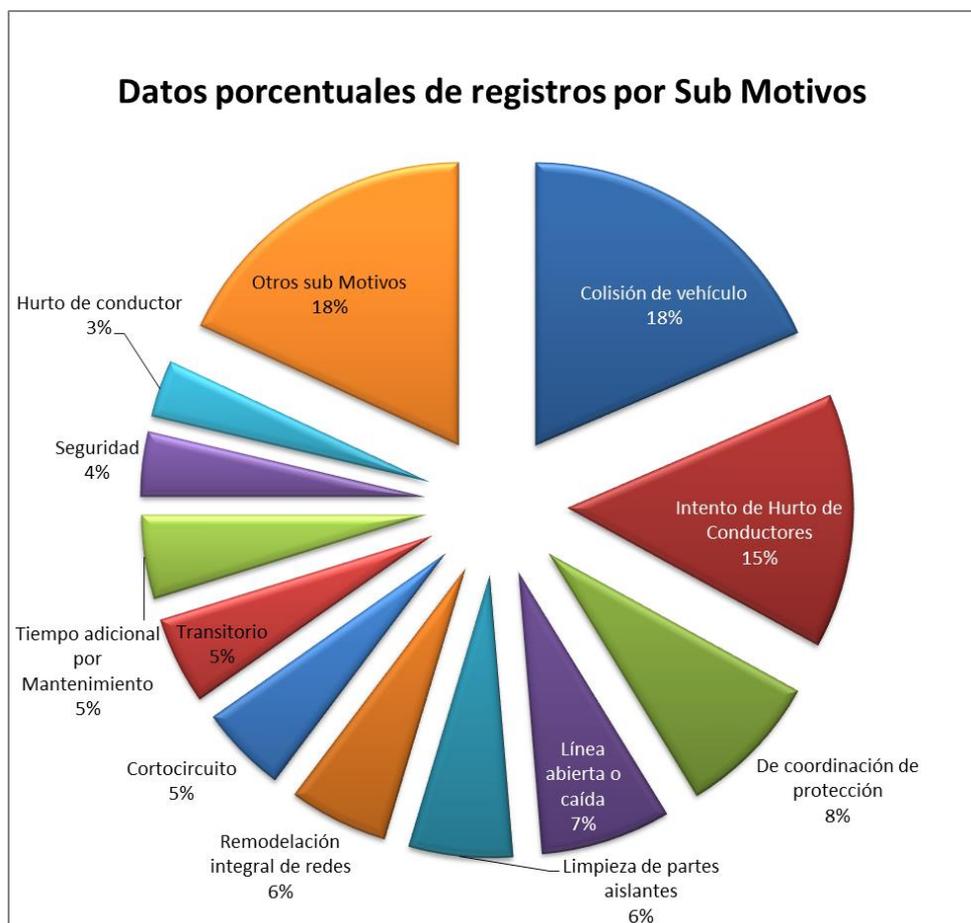


Figura 40. Datos porcentuales de registros por Sub Motivo. Fuente: Elaboración propia.

4.1.9 Duración por Intervalos. S.E. Chimbote.

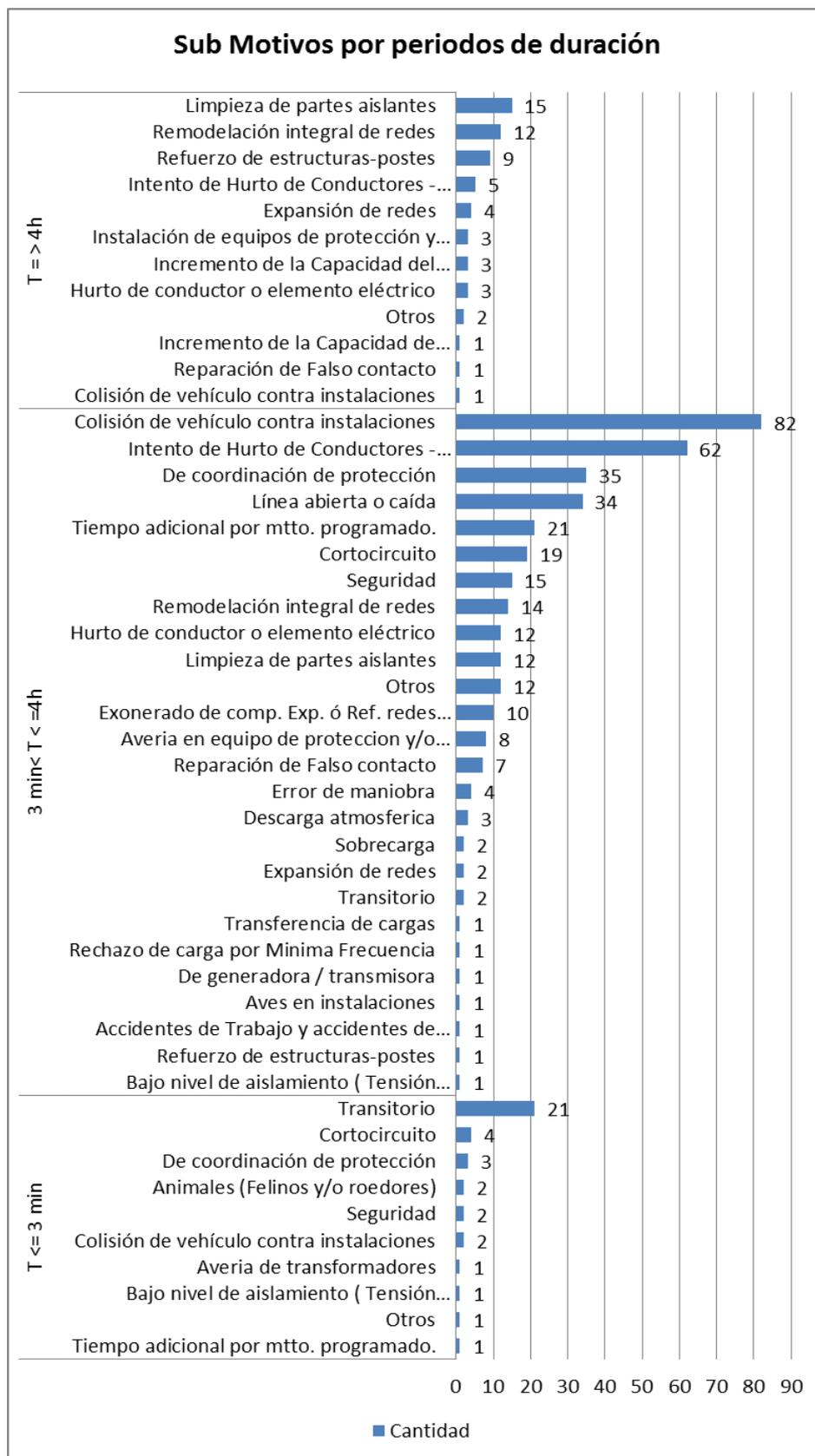


Figura 41. Sub Motivos de interrupciones por periodos de duración.
Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico anterior se ha agrupado por periodos de duración, según consideraciones normativas, por ejemplo para efectos de la Norma Técnica, en su capítulo sexto inciso **6.1.2**; se indica que no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos. Asimismo Artículo **86°** de La ley de Concesiones Eléctricas (LCE), se establece que si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un período consecutivo mayor de cuatro horas, el concesionario deberá compensar a los usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada en las condiciones que establezca el Reglamento, excepto en las oportunidades en que ellas fueren originadas por causa imputable al usuario afectado.

Actualmente, para aquellas denuncias por falta de suministro con periodos de duración mayor a cuatro horas la Res. OSINERGMIN 094.2017, en su Art. **7°** establece que en caso la Empresa distribuidora restablezca el servicio en un plazo mayor a 4 horas pero menor de 12, deberá registrarlo en el Registro Histórico de Denuncias (RHD) el sustento técnico que justifique la demora y para el caso que supere las 12 horas, además, de ser el caso, deberá registrar, el sustento respecto a la aplicación o no de su plan de contingencia operativo para tal fin.

En tal sentido, la empresa está obligada a restablecer el servicio en un plazo menor de cuatro horas para evitar compensaciones económicas por Ley y evitar registros adicionales por denuncias por interrupción de suministro en algunos sectores de la ciudad.

La mayor cantidad de registros menores a tres minutos son por falla transitoria y las de mayor a 3 minutos a 4 horas son las registradas por colisión de vehículo e intento ó hurto de conductor. Normalmente las que superan las 4 horas son las registradas por mantenimiento, remodelación o ampliación de redes.

4.1.10 AMT Chimbote con más registros. A continuación se presenta los cuatro Alimentadores de Media Tensión con mayor cantidad de registros de interrupciones.

Alimentadores (AMT Chimbote)	Sub Motivo	Nº Interrup. Acumuladas	Tiempo Acumulado	Nº Interrup. Acumuladas totales	Tiempo Total acumulado
TRA002	Colisión de vehículo contra instal	16	09:45	50	56:08
	Intento de Hurto de Conductores	6	03:06		
	Otros	5	10:01		
	Hurto de conductor o elemento el	4	11:21		
	Línea abierta o caída	3	03:15		
	Seguridad	3	01:31		
	Cortocircuito	2	00:38		
	De coordinación de protección	2	01:30		
	Transitorio	2	00:04		
	Animales (Felinos y/o roedores)	1	00:00		
	Avería en equipo de proteccion y/	1	01:28		
	Aves en instalaciones	1	00:57		
	Exonerado de comp. Exp. ó Ref. re	1	01:29		
	Limpieza de partes aislantes	1	09:54		
Sobrecarga	1	00:20			
Tiempo adicional por mtto. progra	1	00:46			
CHN021	Colisión de vehículo contra instal	7	15:15	35	66:28
	Cortocircuito	5	01:18		
	Transitorio	5	00:11		
	Intento de Hurto de Conductores	4	04:03		
	Remodelación integral de redes	4	15:59		
	Otros	2	00:09		
	De coordinación de protección	1	00:04		
	Error de maniobra	1	00:05		
	Instalación de equipos de protecc	1	08:58		
	Limpieza de partes aislantes	1	09:58		
	Línea abierta o caída	1	00:12		
	Rechazo de carga por Mínima Fre	1	00:11		
	Refuerzo de estructuras-postes	1	08:58		
	Tiempo adicional por mtto. progra	1	01:05		
TRA003	De coordinación de protección	7	05:18	34	44:38
	Intento de Hurto de Conductores	7	06:09		
	Colisión de vehículo contra instal	4	02:13		
	Remodelación integral de redes	3	22:43		
	Seguridad	3	01:43		
	Exonerado de comp. Exp. ó Ref. re	2	03:00		
	Limpieza de partes aislantes	2	00:55		
	Tiempo adicional por mtto. progra	2	00:38		
	Accidentes de Trabajo y accidente	1	00:42		
	Avería en equipo de proteccion y/	1	00:49		
	Cortocircuito	1	00:21		
Línea abierta o caída	1	00:06			
STA122	Intento de Hurto de Conductores	14	32:07	34	61:58
	Colisión de vehículo contra instal	5	02:55		
	Línea abierta o caída	3	06:15		
	Transitorio	3	00:06		
	Limpieza de partes aislantes	2	09:53		
	Tiempo adicional por mtto. progra	2	00:43		
	Cortocircuito	1	00:52		
	Otros	1	00:43		
	Refuerzo de estructuras-postes	1	08:00		
	Reparación de Falso contacto	1	00:20		
Seguridad	1	00:02			

Figura 42. AMT con mayor cantidad de registros Fuente: Elaboración propia.

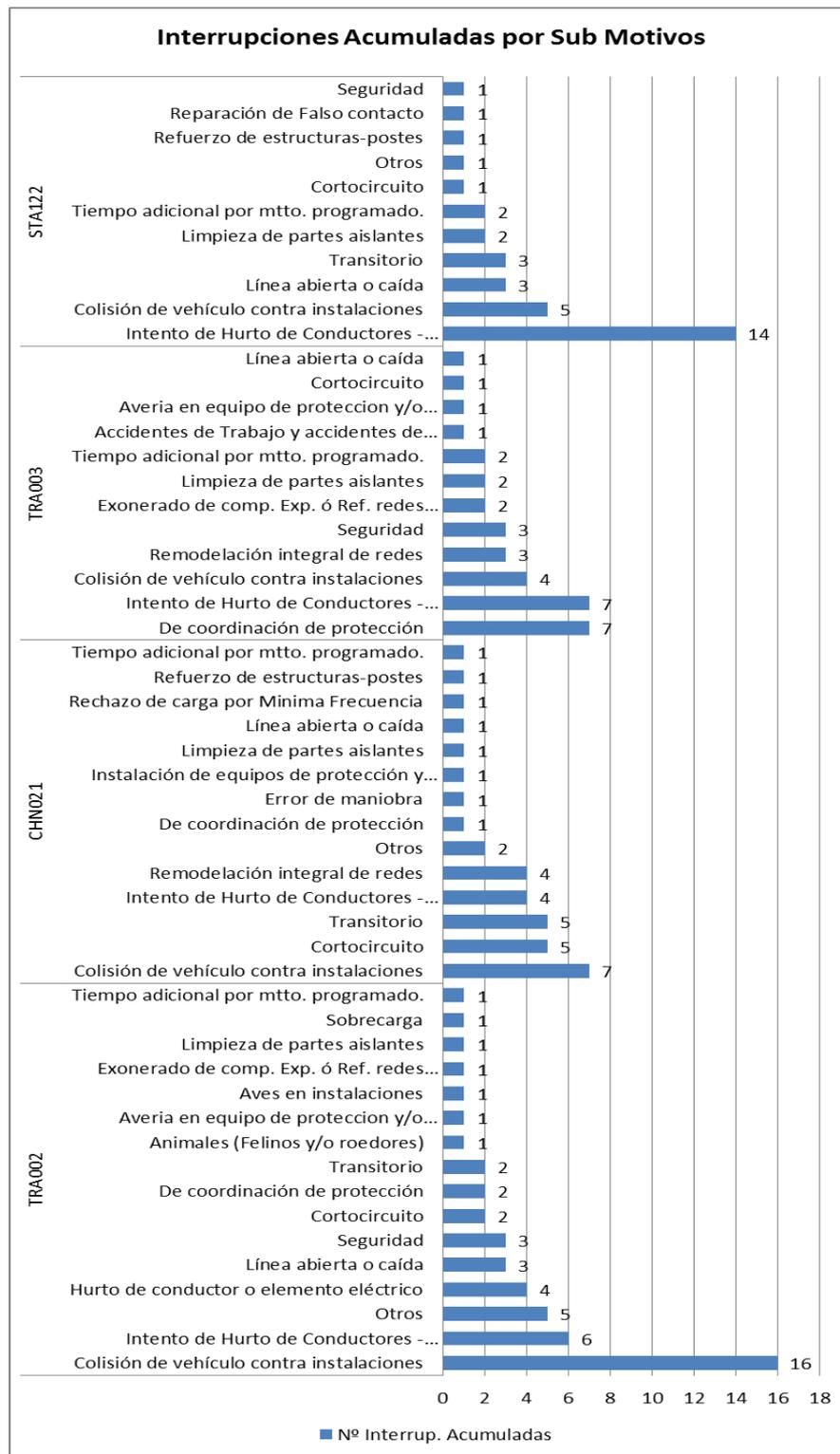


Figura 43. Detalle de sub Motivos por AMT. Fuente: Elaboración propia.

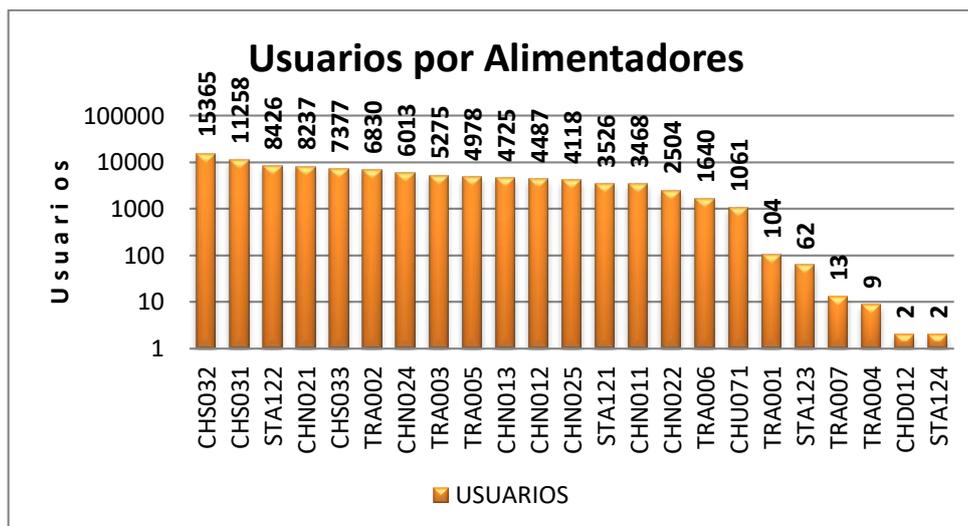


Figura 44. Cantidad de usuarios por AMT. Fuente: Elaboración propia.

4.1.11 Compensaciones.

Tabla 16

Importe (US\$) por compensación a nivel de Unidad de Negocio.

SS.EE.	2013-I	2013-II	2014-I	2014-II	2015-I	2015-II	Total SS.EE.
Casma	16,845	5,541	5,140	2,529	2,401	3,126	35,582
Chimbote	21,967	11,554	17,605	17,321	50,091	10,263	129,802
Huarmey	4,590	11,219	9,648	32,450	29,059	4,479	91,445
Nepaña	2,085	2,920	364	7,792	9,356	883	23,400
Total Semestre	45,487	31,234	32,757	60,092	90,908	18,751	279,229

Nota. Fuente elaboración propia

Tabla 17

Importe (US\$) por compensación por AMT S.E. Chimbote.

AMT	2013-I	2013-II	2014-I	2014-II	2015-I	2015-II	Total
CHN011	586.44	512.64	2,449.13	76.83	1,858.85	17.47	5,501.36
CHN012	389.80	00.00	66.11	61.67	228.32	208.78	954.68
CHN013	77.09	55.00	134.15	1,355.01	101.31	234.70	1,957.26
CHN021	1,198.38	3,096.00	5,860.25	7,640.30	18,150.3	1,353.83	37,299.09
CHN022	1,193.88	95.11	645.79	351.02	446.96	144.18	2,876.95
CHN024	2,689.91	318.89	398.94	253.01	1,395.36	2,620.25	7,676.36
CHN025	3,022.69	430.76	99.95	147.07	207.18	406.36	4,314.01
CHS031	743.37	202.21	1,263.57	2,305.64	4,156.66	2,456.57	11,128.02
CHS032	5,058.78	1,922.61	1,075.61	1,273.28	8,902.89	835.20	19,068.36
CHS033	0.00	4.34	0.95	73.17	7.49	1.93	87.87
CHU071	1,430.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,430.11
STA121	1,338.59	14.19	144.33	219.05	542.23	101.45	2,359.83
STA122	659.82	1001.03	1.80	0.00	0.00	0.00	1662.65
TRA001	232.79	379.72	0.00	70.57	0.00	0.00	683.08
TRA002	0.00	2,376.55	2,854.31	325.45	1,366.60	523.22	7,446.14
TRA003	2,516.12	98.30	613.65	640.22	3,236.20	446.28	7,550.78
TRA005	827.03	1,043.58	1,941.84	2,528.62	9,165.56	462.16	15,968.79
TRA006	2.08	3.52	54.90	0.00	325.08	450.65	836.22
TRA007	00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Semest.	21,966.89	11,554.44	17,605.28	17,320.90	50,091.01	10,263.05	128,801.57

Nota. Elaboración propia

Tabla 18

Energía (kwh) dejada de vender a nivel de Unidad de Negocio

S. E.	2013 - 1	2013 - 2	2014 - 1	2014 - 2	2015 - 1	2015 - 2	Total Servicio
Casma	189,003	94,386	114,072	59,121	162,781	114,382	733,744
Chimbote	352,151	149,312	369,000	97,385	177,860	208,017	1,353,726
Huarmey	18,073	11,455	12,826	21,760	18,770	13,151	96,034
Nepeña	90,925	129,196	59,552	43,401	205,415	38,099	566,588
Pallasca	15,505	80,803	98,568	74,533	9,957	16,901	296,268
Total							
Semestre	665,657	465,152	654,018	296,201	574,783	390,550	3,046,360

Nota. Fuente: Elaboración propia.

De los cuatro AMT identificados con mayor número de interrupciones, notamos que, según los motivos mayoritarios, los Alimentadores **CHN021** y **TRA003** requerirían de la disposición de un Recloser, considerando que la mayor cantidad de interrupciones se dio por coordinación de la protección, cortocircuito y causa transitoria; mientras que en los otros dos, la colocación de un recloser no aportaría considerablemente en la reducción de las interrupciones considerando que fueron mayoritariamente por colisión de vehículos y hurto de conductores y representarían algún tipo de riesgo si se energiza, asimismo, por no ser sujetos de compensación por tratarse de fuerza mayor.

La energía dejada de vender, ha sido calculada en función a la demanda (Potencia) registrada en la interrupción por la duración de la misma, asimismo no es necesariamente proporcional a las compensaciones, es decir en una interrupción podríamos tener energía dejada de vender pero cero monto por compensación, como por ejemplo en los casos de hurto de conductor, debidamente sustentados ante el fiscalizador y declarados como fuerza mayor.

Tabla 19

Energía (kwh) dejada de vender por AMT S.E. Chimbote.

AMT	2013-1	2013-2	2014-1	2014-2	2015-1	2015-2	TOTAL
CHN011	3,258	2,104	9,146	0	22,361	15,000	51,869
CHN012	3,702	0	12,493	8,899	2,635	35,923	63,651
CHN013	7,832	1,453	3,229	458	705	14,954	28,631
CHN021	26,080	0	10,296	870	6,613	3,298	47,157
CHN022	9,254	0	4,885	0	5,920	1,534	21,593
CHN024	8,097	0	3,104	417	5,167	308	17,093
CHN025	4,391	2,055	150	934	0	0	7,529
CHS031	32,403	17,779	2,009	4,924	2,406	3,472	62,992
CHS032	6,358	5,136	11,833	1,025	693	6,435	31,480
CHS033	149	0	105	17,661	10	522	18,447
CHU071	4,918	907	845	4,299	9,380	4,167	24,515
STA121	103,731	12,905	4,625	8,176	825	0	130,261
STA122	50,959	11,431	14,050	17,733	12,955	30,397	137,525
STA123	55,114	9,826	1,856	13,366	853	39,854	120,868
TRA001	9,046	2,970	53,516	2,125	15,699	6,060	89,415
TRA002	2,509	17,834	51,177	6,839	24,721	17,323	120,403
TRA003	13,713	0	24,728	1,557	11,114	4,727	55,839
TRA004	0	17,744	62,199	1,348	10,281	3,838	95,411
TRA005	1,514	19,754	18,370	5,021	26,649	7,439	78,747
TRA006	8,113	8,903	27,697	1,365	8,233	6,800	61,109
TRA007	1,010	18,513	52,690	369	10,640	5,968	89,190
Total Per.	352,151	149,312	369,000	97,385	177,860	208,017	1,353,726

Nota. Fuente: Elaboración propia

Tabla 20

Compensación en US\$ diferenciado por motivo y por AMT S.E. Chimbote.

AMT	Por Falla	Por Expan/Ref	Por Mantenim.	Por Maniobras	Otros Motivos	Importe USD
CHN011 Pardo	4,472	526	207	296	0	5,501
CHN012 Olaya	842	40	2	71	0	955
CHN013 Humbolt	1,520	36	222	165	14	1,957
CHN021 Industrial	32,730	2176	128	1523	741	37,299
CHN022 Florida	2,504	184	135	51	2	2,877
CHN024 8va Norte	6,863	309	79	425	0	7,676
CHN025 9na Norte	3,911	203	79	120	0	4,314
CHS031 8va SUR	9,297	361	742	728	0	11,128
CHS032 7ma SUR	14,012	1642	2193	919	302	19,068
CHS033 9na SUR	51	2	23	12	0	88
CHU071 Cambio Puente	1,260	160	0	7	3	1,430
STA121 Coishco	1,811	330	204	14	0	2,360
STA122 Santa	1,513	68	0	12	67	1,661
STA123 Coishco 2 Ind.	1	0	1	0	0	2
TRA001 Pescadores	577	11	0	94	0	683
TRA002 Lacramarca	5,809	351	478	808	0	7,446
TRA003 Libertad	5,954	530	658	409	0	7,551
TRA005 San Juan	12,501	782	8	2677	0	15,969
TRA006 Meiggs	770	0	49	17	0	836
Totales/Motivo	106,402	7,712	5,208	8,350	1,130	128,802

Nota. Fuente: Elaboración propia

Los montos de compensación por falla, son ampliamente mayor respecto a los demás, no obstante, evaluaremos económicamente la relación beneficio costo en los Alimentadores con mayor cantidad de interrupciones, considerando la colocación de equipos auto reconectores (recloser). Para ello hemos considerado la siguiente tabla:

Tabla 21

Compensaciones por falla en AMT críticos.

AMT	Cantidad en \$ USA	Años	Factor Probabilidad	Promedio Anual	Tipo Cambio	Total S/. /año
CHN021 Indust.	32,730	3	0.50	5,455.04	3.25	17,729
TRA003 Libertad	5,954	3	0.50	992.36	3.25	3,225
TRA002 Lacram.	5,809	3	0.50	968.24	3.25	3,147
STA122 Santa	1,513	3	0.50	252.24	3.25	820

Nota. Fuente: Elaboración propia

El monto en dólares es el acumulado de los tres años, el factor de probabilidad representa un porcentaje de las interrupciones por falla que se restablecerían mediante el recloser.

En la siguiente figura se muestra la evaluación económica para el AMT CHN021, para un periodo de cinco años, en el cual obtenemos un Beneficio Costo de 1.93 y una Tasa Interna de Retorno de 84% siendo viable su implementación.

AMT CH021	Año	0	1	2	3	4	5
Ingreso							
Compensaciones Por Falla			17,729	17,729	18,172	18,626	19,092
Venta de Energia			9,660	9,660	9,660	9,660	9,660
Total Ingresos		-	27,389	27,389	27,832	28,286	28,752
Egreso							
Costo de equipo		16,250					
Mano de Obra de Terceros		4,050	2,025	2,025	2,025	2,025	2,025
Mantenimiento (Hdna)		1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Compra de energia			4,830	4,830	4,830	4,830	4,830
Total Egresos		21,800	8,355	8,355	8,355	8,355	8,355
Flujo Económico		(21,800)	19,034	19,034	19,477	19,931	20,397
Tasa de Descuento Anual (%)	%		12.0%				
Tasa Interna de Retorno (%)	%		84%				
VAN INGRESO	S/		100,390				
VAN EGRESO	S/		51,918				
VAN	S/		48,472				
B/C	Veces		1.93				
Pay - Back (Año)	Años		1.15				

Figura 45. Evaluación económica AMT CH021. Fuente: Elaboración propia

Para el AMT TRA003, el Beneficio Costo es menor a 1, por lo que no es viable económicamente, su implementación, más aun si consideramos un VAN negativo.

AMT TRA03	Año	0	1	2	3	4	5
Ingreso							
Compensaciones Por Falla			3,225	3,225	3,306	3,388	3,473
Venta de Energía			11,585	11,585	11,585	11,585	11,585
Total Ingresos		-	14,811	14,811	14,891	14,974	15,059
Egreso							
Costo de equipo		16,250					
Mano de Obra de Terceros		4,050	2,025	2,025	2,025	2,025	2,025
Mantenimiento (Hdna)		1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Compra de energía			5,793	5,793	5,793	5,793	5,793
Total Egresos		21,800	9,318	9,318	9,318	9,318	9,318
Flujo Económico		(21,800)	5,493	5,493	5,574	5,656	5,741
Tasa de Descuento Anual (%)	%		12.0%				
Tasa Interna de Retorno (%)	%		9%				
VAN INGRESO	S/		53,691				
VAN EGRESO	S/		55,388				
VAN	S/		-1,698				
B/C	Veces		0.97				
Pay - Back (Año)	Años		3.97				

Figura 46. Fuente: Elaboración propia

Para los AMT TRA002 y STA122, también resultan desfavorables, por tener montos similares al AMT TRA003, para su evaluación económica. Sin embargo para el AMT CHS032, puede resultar favorable según la siguiente evaluación:

AMT CH032	Año	0	1	2	3	4	5
Ingreso							
Compensaciones Por Falla			7,590	7,590	7,780	7,974	8,174
Venta de Energía			9,542	9,542	9,542	9,542	9,542
Total Ingresos		-	17,132	17,132	17,322	17,516	17,716
Egreso							
Costo de equipo		16,250					
Mano de Obra de Terceros		4,050	2,025	2,025	2,025	2,025	2,025
Mantenimiento (Hdna)		1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Compra de energía			4,771	4,771	4,771	4,771	4,771
Total Egresos		21,800	8,296	8,296	8,296	8,296	8,296
Flujo Económico		(21,800)	8,836	8,836	9,026	9,220	9,420
Tasa de Descuento Anual (%)	%		12.0%				
Tasa Interna de Retorno (%)	%		30%				
VAN INGRESO	S/		62,467				
VAN EGRESO	S/		51,705				
VAN	S/		10,762				
B/C	Veces		1.21				
Pay - Back (Año)	Años		2.47				

Figura 47. Evaluación económica AMT CH032. Fuente: Elaboración propia

V Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

- Durante el periodo de evaluación, Enero 2013 a Diciembre 2015, los motivos principales de interrupciones en el Sistema Eléctrico de Chimbote son por “**otros motivos**” y por “**falla**”, ambas representan el **75.65 %** del total, cuyas causas o sub motivos principales se muestran a continuación:

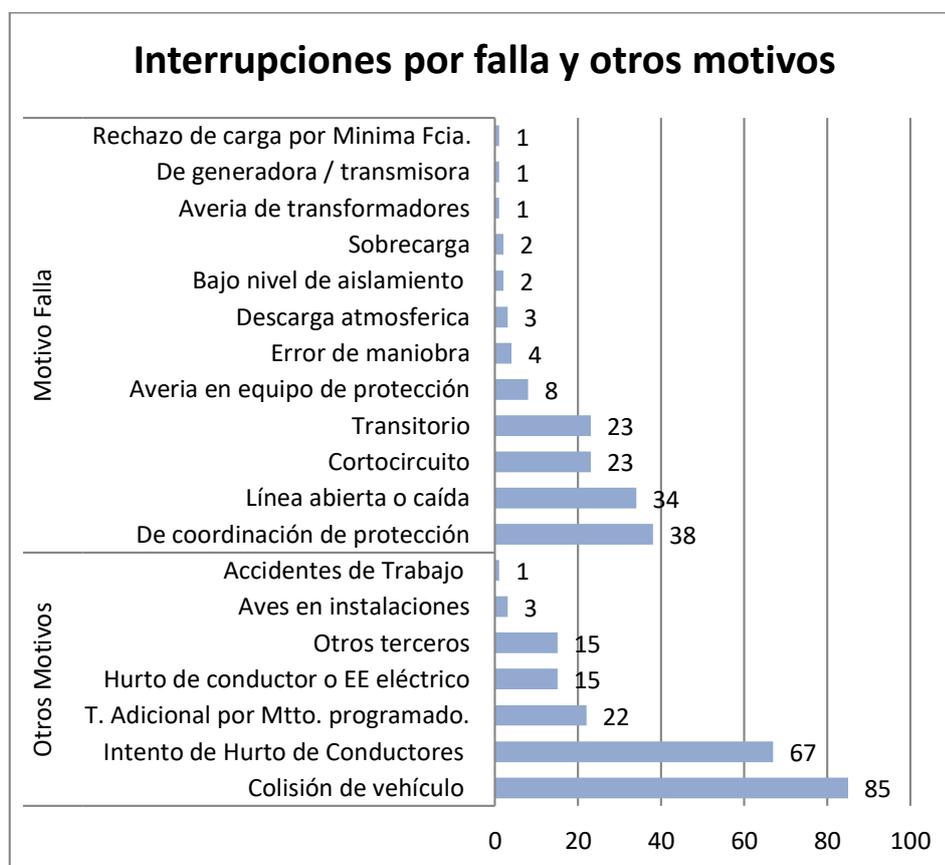


Figura 48. Detalle de Motivos principales de Interrupciones. Fuente: Elaboración propia.

- Las interrupciones por falla, a nivel de Sub Motivos, mayoritariamente repercutieron por problemas de coordinación de la protección, las cuales representan el 23% del total por falla, esto debido a la falta de implementación de equipos por factores logísticos.

Tabla 22
Sub Motivos por Falla

Sub Motivo	Total Cantidad	Porcentaje
De coordinación de protección	38	23%
Línea abierta o caída	34	21%
Cortocircuito	23	14%
Transitorio	23	14%
Tiempo adicional por Mtto. Programado.	22	14%
Avería en equipo de protección y/o maniobr	8	5%
Error de maniobra	4	2%
Descarga eléctrica	3	2%
Bajo nivel de aislamiento	2	1%
Sobrecarga	2	1%
Avería de transformadores	1	1%
De generadora / transmisora	1	1%
Rechazo de carga por Mínima Frecuencia	1	1%

Nota. Fuente: Elaboración propia

- Las interrupciones por Otros Motivos se debieron mayormente por colisión de vehículo contra instalaciones y por intento o hurto de conductor, representando el 46% y 44% respectivamente del total de Otros Motivos.
- De total del registro de interrupciones en AMT, el 78.91% tuvieron una duración entre 3 y 240 minutos, el 8.26% tuvieron una duración menor o igual a 3 minutos, y el 12.83% duraron de 4 horas a más.

Tabla 23
Registros por Periodos

Intervalo	Nº Interrupciones	Porcentaje
T ≤ 3 min	38	8.26%
3 min < T ≤ 4h	363	78.91%
T > 4h	59	12.83%

Nota. Fuente Elaboración propia.

- Las interrupciones de mayor duración fueron las registradas por remodelación ó expansión de redes. La de máxima duración fue de 13 horas por remodelación de redes, sin embargo no son sujetas de compensación económica a los usuarios, a excepción de aquellas que exceden los tiempos

programados. Asimismo las de menor duración son las que se registraron por falla. La mínima fue registrada por falla transitoria siendo pasibles de compensación económica a los usuarios afectados.

- Existe excesiva variabilidad en los tiempos de atención, por lo que los tiempos promedios no son representativos. Según la evaluación estadística de los cinco motivos principales, los de menor coeficiente de variación son los de expansión de redes y mantenimiento programado con **73** y **77%** respectivamente.
- El reporte de descargo de averías no reúne las características técnicas necesarias para su futura evaluación. Según registros y lectura de los reportes de descargo, el personal que labora tanto en la recepción como en el descargo de los registros no cuenta con el perfil técnico necesario para este tipo de actividades, en muchos casos se observa errores de interpretación y carencia de conocimiento de la terminología eléctrica y se limitan meramente a una transcripción, inadecuada para un futuro análisis técnico.
- Los CUATRO Alimentadores del Sistema Eléctrico Chimbote, con mayor cantidad de registros en el sistema eléctrico de Chimbote TRA002, CHN021, STA122 y TRA002, pero no necesariamente son las que más compensan, debido a los motivos por los que se generaron.
- Por las características de las interrupciones presentadas, la implementación general de equipos recloser en las líneas de Media Tensión del S. E. Chimbote, no favorecerían considerablemente en la reducción de la afectación a los usuarios como a la empresa, ya que las interrupciones mayormente fueron por colisión de vehículos y hurto de conductores, a menos que se disponga de un sistema inteligente en la que los dispositivos puedan identificar y aislar la falla, lo que no se dispone actualmente en la Empresa Hidrandina y se viene haciendo en coordinación con el Centro de Control de Operaciones. Requiere un estudio para una implementación focalizada.

5.2 Recomendaciones

- La empresa Hidrandina debe implementar un registro de elementos eléctricos principales por AMT en función a su ubicación en el sistema eléctrico, considerando la Fecha de Fabricación, Fecha de instalación, fechas y tipo de falla a fin de llevar un control de fallas tempranas, de operatividad y reemplazo por tiempo de vida útil. Esto servirá para mejorar los mantenimientos preventivos, asimismo controlar la operatividad del sistema por elementos relacionada con el tipo de fallas suscitada, contribuyendo en una mejor evaluación de la confiabilidad.
- Capacitar al personal técnico de campo y asignar personal exclusivo capacitado para el registro de interrupciones a fin de mejorar la terminología eléctrica en el reporte técnico del motivo que generó y su descargo adecuado de la interrupción en el sistema informático al momento de producida la interrupción y la reposición respectivamente, el cual formará parte del registro que permita realizar una evaluación más eficaz e identificar adecuadamente el tipo de interrupción, su calificación, la causa raíz y la duración.
- Implementar programas de trabajos correctivos con la instalación de equipos de protección en las líneas de Media Tensión, a fin de subsanar de manera integral las deficiencias de coordinación del sistema de protección. Una de las medidas a considerar es el dimensionamiento adecuado de los fusibles de los seccionadores Cut Out, así como la colocación estratégica de reconectores automáticos trifásicos, entre otros.
- Se recomienda profundizar el estudio de sistema de control y monitoreo on line con el objetivo de implementar programas de mantenimiento predictivo en función a datos en tiempo real, anteponiéndose a las posibles interrupciones, utilizando los avances de la tecnología. Asimismo respecto a redes de distribución con seccionadores inteligentes intercomunicados entre sí, que permitan identificar y aislar la falla favoreciendo en la reducción del indicador SAIDI, reducción de los clientes afectados, entre otros.

5.3 Propuesta de Mejora General

En general, la operatividad permanente y eficientemente de las instalaciones e infraestructura eléctrica, tienen un alto costo económico, cuyas interrupciones por falla de funcionamiento, con las nuevas exigencias normativas, puede generar pérdidas muy importantes para la empresa, debido a la transgresión de la normativa vigente respecto a la continuidad del servicio; más aún si el órgano fiscalizador propone monitorear con equipos a nivel de Media Tensión. Para minimizar sus efectos; se ha evaluado las causas reales de dichas interrupciones y se ha clasificado por prioridad para proponer, sea por procesos de mantenimiento de las instalaciones, o por procedimientos de mejora; alternativas para un porcentaje importante de las interrupciones relacionadas a las de responsabilidad de la Empresa; asimismo la mejora de los procesos de monitoreo y control mediante proyectos de innovación tecnológica, con la idea de anticiparnos a los problemas antes de que sucedan. Sin embargo hay casos en los que no dependen directamente de estos aspectos, sino también de responsabilidad de terceros como por ejemplo los casos de colisión de vehículos contra infraestructura, hurto de conductor entre otros.

El reto mayor en la prevención de interrupciones, está en el monitoreo y control del sistema eléctrico. Cabe precisar que los mantenimientos de la líneas, por lo general, consiste en la limpieza y siliconado de partes aislantes, sin energía, pasando por alto deficiencias de operatividad que no se encuentran a la vista, siendo necesario el uso de la tecnología y personal calificado para detectarlas y corregirlas oportunamente evitando convertirse en potenciales interrupciones.

5.3.1 Propuestas para Minimizar el Problema. Según el análisis, las principales causas de las interrupciones en alimentadores de MT en el Sistema Eléctrico de Chimbote son por los siguientes motivos:

- Colisión de vehículos contra infraestructura
- Hurto o intento de hurto de conductor
- Coordinación de la protección
- Línea abierta o caída
- Cortocircuito
- Tiempo adicional por mantenimiento
- Transitorio.

En tal sentido, la propuesta de mejora se puede agrupar en tres tipos:

a) Mejora en los procedimientos de mantenimiento.

- Tiempo adicional por mantenimiento
- Línea abierta o caída
- Cortocircuito
- Transitorio

b) Implementar medidas de protección

- Hurto o intento de hurto de conductor
- Colisión de vehículos contra infraestructura

c) Implementación de un sistema de Monitoreo y control

- Línea abierta o caída
- Coordinación de la protección
- Cortocircuito
- Transitorio

5.3.1.1. Mejora en Procedimientos de Mantenimiento de redes de Media Tensión.

Modelo de aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

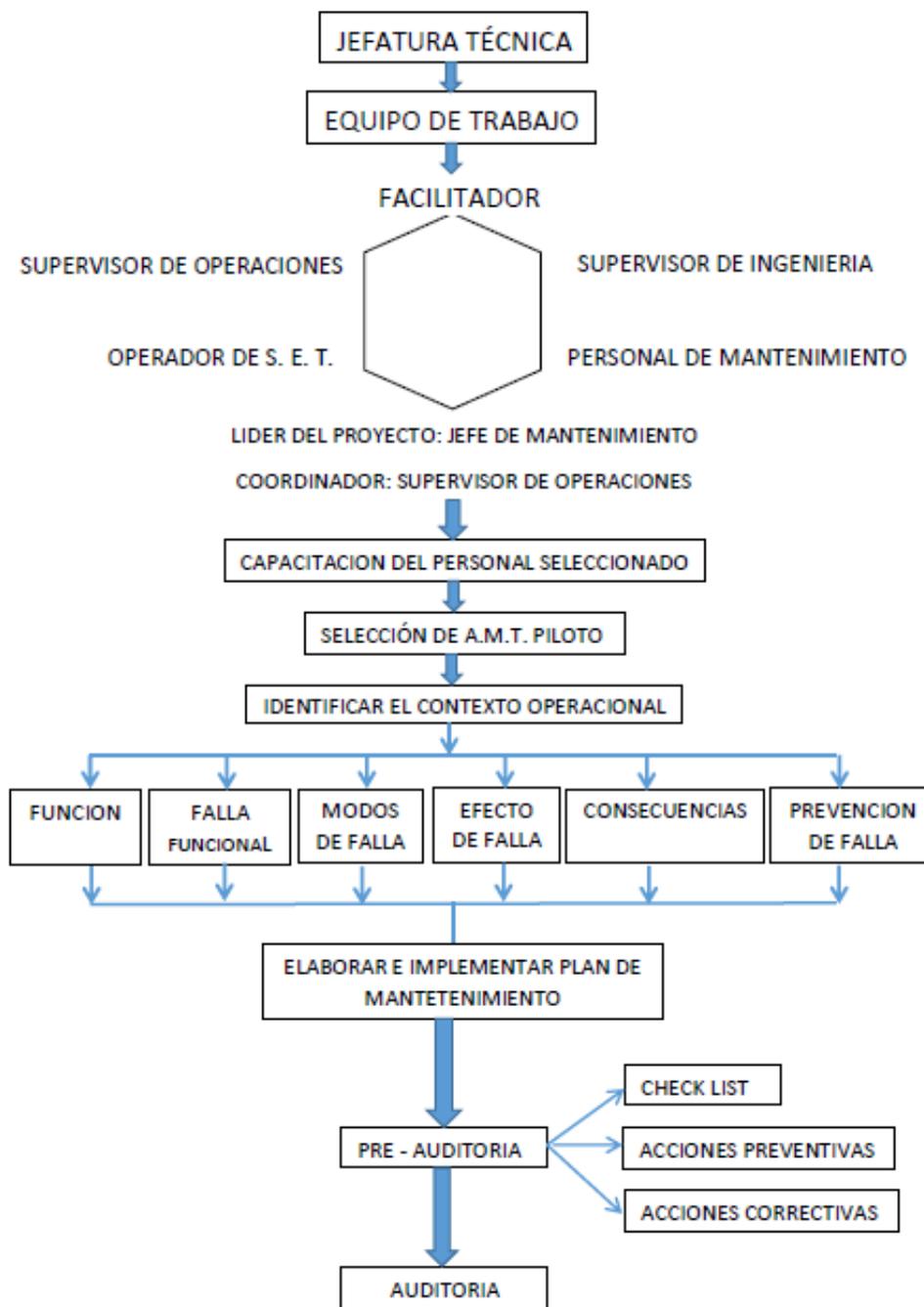


Figura 49. Modelo de aplicación del MCC. Fuente : <https://www.slideshare.net/AlanQuispeCoronel/1-ing-josecampos>

Selección y organización del personal. Se ha observado normalmente que Hidrandina contrata a empresas de servicio para la ejecución de su programa de mantenimientos, las cuales no cuentan con personal permanente y con capacitación continua para la ejecución de estas tareas. En muchos de los casos las empresas contratista toma personal por servicios temporales, lo que no garantiza que se trata de personal capacitado y entrenado exclusivamente para labores de mantenimiento.

En tal sentido, para la aplicación de programas de Mantenimiento Centrados en la Confiabilidad, se requiere de personal involucrado de manera permanente en los objetivos, desde nuestro enfoque consideramos la siguiente jerarquía:

Jefe de Unidad Técnica

Personal de Operaciones centro Control de Operaciones (CCO)

Personal de Mantenimiento y Distribución

Empresas terceras

Asimismo considera importante que el personal supervisor de mantenimiento de Hidrandina, también se involucre en la organización del personal del contratista por medio de su ingeniero supervisor, días antes del mantenimiento, revisando los planes de trabajo, aspectos de seguridad, productividad, adicional a sus tareas de gestión y coordinación para la operatividad del sistema; sin embargo por situaciones coyunturales de tercerización se ve limitado en la ejecución de esta tarea.

Capacitación del personal. Hidrandina debe disponer capacitaciones de especialidad y multidisciplinaria con la participación del siguiente Equipo de Trabajo

- Facilitador especialista
- Supervisor de mantenimiento
- Supervisor de Operaciones
- Operadores de SET
- Personal de Mantenimiento

Selección de la AMT piloto con observaciones pendientes de ejecución. Para la selección del AMT piloto se requiere conocer ciertas deficiencias detectadas durante la operatividad del sistema eléctrico, por lo cual necesario **llevar un registro de observaciones incluyendo la logística mínima** y de corresponder las especificaciones

técnicas si se trata de equipos. Esta información se debe incluir en el siguiente mantenimiento programado eficaz que evite averías e incidentes.

Contexto Operacional. Se ha observado en Hidrandina que por lo general se realizan trabajos correctivos cuando un elemento eléctrico del sistema deja de operar, es decir, cuando se trata de fallas funcionales y por ello no cumple su función objetivo; sin embargo algunos equipos o elementos suelen tener dispositivos complementarios, cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, dispositivos de detención por sobre temperatura, presión, etc.).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin evidenciar que la falla ha ocurrido.

En nuestro estudio, por tratarse de interrupciones, como es obvio se ha detectado fallas funcionales, sin embargo como se indica en el párrafo anterior es probable que existan muchas deficiencias en los elementos o dispositivos, que podríamos denominar como modo de falla e incrementar la probabilidad de causar interrupciones en cualquier momento.

Según el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad define el modo de falla como la causa de cada falla funcional. En otras palabras el modo de falla es el que provoca la pérdida de función total o parcial de un activo en su contexto operacional (cada falla funcional puede tener más de un modo de falla) Según nuestro análisis se pueden mencionar algunos ejemplos:

Línea abierta o caída

- Falso contacto, corrosión, polución, abrasión

Transitorio

- Suciedad, polución, erosión.

Cortocircuito

- Aislamiento inadecuado, ensamble Incorrecto.

Coordinación de la protección

- Operación Incorrecta, Valores de protección inadecuados.

Para prevenir interrupciones por línea abierta, transitorio y cortocircuito se debe considerar en los programas de trabajo realizar inspecciones semanales de las redes eléctricas. Las redes eléctricas requieren de inspección visual permanente por sus

características mecánicas y eléctricas para monitorear o diagnosticar la gravedad de la deficiencia, siendo una gran alternativa el uso eficiente de Drones para tomas aéreas.

Actualmente las inspecciones se realizan a través de personal técnico con todos los riesgos que eso conlleva e inclusive algunas veces se tiene que programar un corte de servicio. Con los drones se pueden revisar la infraestructura de media tensión e inclusive torres de alta tensión sin arriesgar la integridad del personal operativo.

Resumiendo, la Clave del mantenimiento debe estar orientada a cada modo de falla y su enfoque en la causa real, no en el equipo o agente que lo genera.

Programa de mantenimiento. El programa de mantenimiento responde a la necesidad de evitar averías y por ende interrupciones. Hidrandina cuenta con un plan de mantenimiento anual, sin embargo no evita en su totalidad la generación de interrupciones, considerando que muchos de ellos se presentan por causas ajenas a dicho plan, como hemos visto, las generadas por colisión de vehículos y hurto de conductor, no obstante, debe ser un instrumento más predictivo y metódico para los casos que corresponde. Esto también requiere de un estudio previo de las averías que se pretenden evitar, para diseñar a continuación un plan que las evite.

Investigación de averías. Como se ha indicado en una de las conclusiones, existen errores de interpretación y carencia de conocimiento de la terminología eléctrica utilizada por parte de personal de registro, lo que limita la posibilidad de un análisis futuro para la prevención de fallas.

La filosofía actual de Hidrandina respecto al mantenimiento es básicamente preventiva y/o correctiva. Este planteamiento no es efectivo en la prevención, ya que es necesaria la predicción en función al resultado de la investigación de averías y al reporte de inspecciones para prevenir fallas o modos de fallas, como es el caso de la coordinación de la protección por fusibles con valores inadecuados.

La reparación sistemática de averías sin investigar y sin dar una solución rotunda a las causas que las provocan, conllevan a la reiteración de la interrupción en un futuro próximo.

En el análisis realizado en el alimentador A3058-CHN021 / CHN021 Industrial en el periodo 2015-II, se ha verificado que en dicha radial se ha repetido 4 fallas por un mismo motivo.

Logística de materiales. La disponibilidad de recursos materiales juega un papel muy importante en la programación de trabajos por mantenimiento y mejora la eficiencia; el stock limitado de elementos eléctricos es una de las grandes debilidades de la empresa Hidrandina. En varios de los casos no se realizan trabajos oportunamente por la falta de materiales ya que no se dispone de un análisis riguroso para la selección del stock necesario por parte del personal de Almacén para compras directas, sino que muchas veces están supeditados a compras corporativas.

Existen formas sencillas para decidir cuáles deben ser los materiales que se deben disponer necesariamente considerando varios criterios (criticidad de la falla, tiempo de suministro, frecuencia de uso, probabilidad de fallo, posibilidad de emplear algún tipo de medida provisional, etc.). Sólo una acertada evaluación y decisión de adquisición conduce a una mejora en la mantenibilidad y disponibilidad de los recursos.

Entre algunos de los equipos determinante en la operatividad del sistema y de presentar fallas podrían inhabilitar un ramal en MT o quizás un alimentador con prolongado periodo de paralización, si no se dispone de una vía rápida para su reemplazo, podemos mencionar a los reconectores automáticos, los transformadores de las Sub Estaciones de Distribución, los interruptores de potencia; en este sentido se sugiere la compra y comunicación permanente con proveedores oficiales que garanticen la operatividad del equipo y replazo en los tiempos previstos.

Medios Tecnológicos. Las empresas contratistas deben disponer de ciertos equipos tecnológicos de gran utilidad para el desarrollo de sus actividades. Entre los equipos de diagnóstico se sugiere considerar por ejemplo una cámara baroscópica, detector de ultrasonidos, cámaras termográficas, analizador de redes, etc.

5.3.1.2. Implementar medidas de protección en infraestructura eléctrica de MT.

En este tipo de propuesta se tiene dos causas principales de interrupciones:

- **Hurto o intento de hurto de conductor.**
- **Colisión de vehículos contra infraestructura.**

Como se puede observar, depende de otros factores, sin embargo al no disponer la Empresa de un sistema eléctrico inteligente que permita aislar la falla, propongo las siguientes consideraciones:

- Reforzar Señalización reflectiva, en todas las estructuras críticas.
- Reforzar Implementación de muros de contención para protección en los puntos más críticos plenamente identificados. Según los resultados los puntos críticos se ubican en el AMT TRA002 que alimenta a empresas pesqueras de la Zona Industrial Trapecio.
- Difundir la cultura de seguridad eléctrica.

5.3.1.3. Implementar sistemas de Monitoreo y Control. Considerando las exigencias progresivas en los sistemas de Distribución de Energía, motivadas por el control de las interrupciones de suministro eléctrico, asimismo el avance tecnológico, se hace necesario contar con sistemas de monitoreo y control de parámetros como la temperatura y otros, que entreguen datos reales y precisos en tiempo real, del estado de las líneas de Media Tensión.

La idea de sugerir su implementación como un proyecto piloto se basa en el afán de tener un control On-Line de los parámetros principales de los AMTs según las principales causas de las interrupciones, considerando el avance tecnológico y de las telecomunicaciones, sustentado con un conjunto de fundamentos y aplicaciones que contienen las leyes y principios relativos a las teorías de transmisión de datos sea de radiación térmica, potencia, tensión, corriente, entre otros.

Actualmente las empresas de distribución eléctrica en el Perú y Sud América, entre ellas Hidrandina, están supeditadas por sistemas de monitoreo indirecto que permiten inferir a partir de datos extraídos en forma focalizada de la infraestructura del tramo a evaluar, interpretando lo que está pasando en las líneas eléctricas, muchas veces desfasadas en el tiempo, ya que están emplazadas en lugares distantes y bajo condiciones extremas que atentan contra su operatividad.

El sistema consistiría en captar información desde las mismas líneas, mediante dispositivos de medición o sensores y transductores que se instalarían directamente en estructuras estratégicas de la línea de MT, para comunicar estos datos vía ondas electromagnéticas(Wireless) usando redes de telefonía móvil GSM (Global System for Mobile communications) a una subestación, la que a su vez envía estos datos a un Centro de control (Sub Estación de Transformación, etc.), donde por medio de software especializado sean registrados y analizados en tiempo real para la toma oportuna de decisiones.

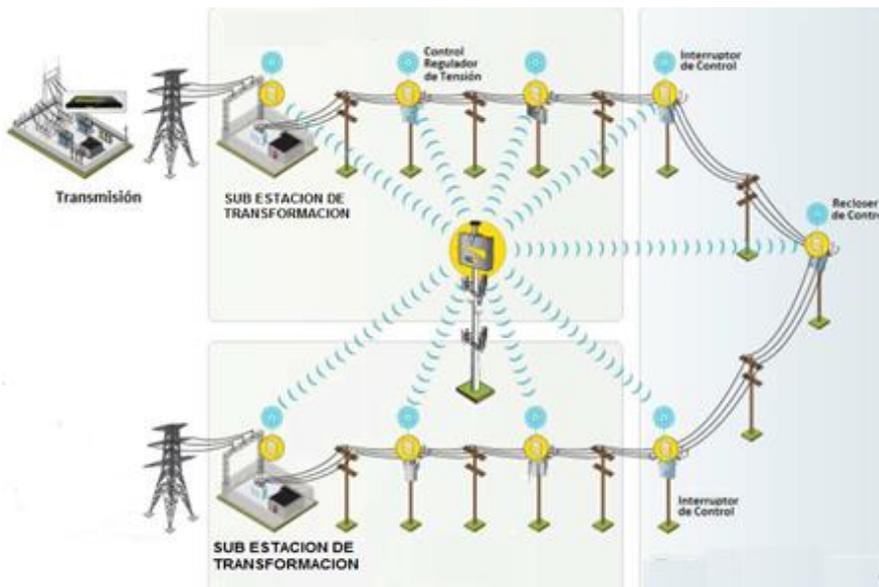


Figura 50. Esquema Adaptado al Modelo de Monitoreo y Control.



Figura 51. Centro de Monitoreo y Control.

En Europa ya existen estos sistemas para aplicaciones en Líneas de Transmisión y están especialmente diseñados para soportar variaciones de temperatura de entre -50°C y 50°C , en líneas de 0 a 3000A y hasta 500Kv.

Estos equipos de medida se energizan directamente a partir del campo electromagnético de la línea; si la corriente cae de 120A, las unidades continúan operando hasta por 12 horas (gracias a una batería incorporada). Asimismo, en caso de pérdida de comunicación, poseen memoria interna, que almacena toda la información en el período sin comunicación; una vez restablecidos estos canales, se descargan al sistema todas las variables, que incluyen ángulo de la catenaria, temperatura de la línea, voltaje, corriente y potencia, entre otras.

VI Referencias Bibliográficas

- Ayre, J. (2005). *Evaluación de la Confiabilidad Mediante el Método de Modo de Fallas y ubicación Óptima de Seccionadores en una Red de Distribución Eléctrica*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Benalcazar, W., & Espinoza, R. R. (2013). Estudio del sistema para la gestión de Interrupciones en redes de Distribucion. *INGENIUS*, 43.
- Carmona, F., & Ochoa, J. (2008). *Procedimiento para el mantenimiento predictivo en Subestaciones de 115 / 34,5 / 13,8 kv, utilizando técnicas de termografía y ultrasonido. Caso de estudio. Empresa electricidad de Valencia*. Carabobo: Universidad de Carabobo.
- Concha, P. (25 de Octubre de 2007). Recuperado el 26 de Mayo de 2016, de Apuntes de Máquinas Eléctricas:
http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/gral_tipos_y_aplicaciones.htm
- Gariazzo, F. (s.d. de Noviembre de 2013). *Sistemas de Medición en líneas de Media y Alta Tensión*. Recuperado el 18 de Febrero de 2017, de Electro Industria:
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2183>
- Gaustin, S. (21 de Febrero de 2012). *Diferentes tipos de Comunicación Inalámbrica*. Recuperado el 19 de Agosto de 2017, de Dispositivos Móviles:
<http://dispositivosmoviles-saulg.blogspot.com/2012/02/los-diferentes-tipos-de-comunicacion.html>
- Gutierrez, L. (26 de Julio de 2011). Recuperado el 10 de Diciembre de 2016, de Promelsa:
<http://promelsa.blogspot.com/2011/07/vida-util-en-los-transformadores.html#.W23LFSRKjIV>
- Hidrandina S.A. (s.d. de s.m. de 2004). *www.distriluz.com.pe*. Recuperado el 12 de Enero de 2015, de https://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa/resena.html
- Ministerio Energía y Minas D.G.E. (2010). *Norma Técnica de Calidad de los Servicio Electricos*. Lima: MEM Peru.

- Quintero, E. (2010). *Desarrollo de un Modelo para la Localización de Fallas en Sistemas de Transmisión de energía eléctrica utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial*. Medellín: U.N. Colombia.
- Salas, D. (2013). *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*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Sumper, A., Sudrià, A., Ramirez, R., Villafáfil, R., & Chindris, M. (S.D. de Julio de 2005). *Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora*. Recuperado el 10 de Diciembre de 2015, de Technical Co-Sponsorship IEEE:
<http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/377-SUMPER.pdf>
- Vassileva, M. P. (2007). Mantenimiento y análisis de vibraciones. *Ciencia y sociedad*, 669 - 671.

VII Agradecimientos

A Mi Esposa e hijo

Por su valioso apoyo.

A Mis Padres y Hermanos

*A mi madre, por su esfuerzo incondicional, que desde el cielo compartirá este logro.
A mi padre y hermanos, por su valioso apoyo moral y porque siempre impulsaron el espíritu de superación.*

A Mi Asesor y Docentes

Por el apoyo necesario para la elaboración y consecución del objetivo. Asimismo por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales durante la formación académica.

A Mis Compañeros

Porque de alguna manera manifestaron su ayuda durante el compartir en las aulas y en especial a aquellos que me brindaron su ayuda para el logro de este objetivo.

VIII Anexos y Apéndices

ANEXO N° 01

PUBLICACION EN INTERNET

Sistemas de Medición en Líneas de Media y Alta Tensión. (Noviembre 2013)

Artículo gentileza de Fernando Gariazzo, Product Manger Div. Control, SOLTEX CHILE S.A. representante en Chile de Usi Power, New York.

<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2183>

“La gran cantidad de proyectos de Energías Renovables en construcción, junto con la entrada en vigencia de la nueva ley 20/25, sugieren que aumentará el número de proyectos que se ejecutarán en los próximos años, tanto a gran escala como a nivel doméstico (una vez que se conozca el reglamento de la ley 20.571 de Netbilling para generación solar en el hogar). En ese sentido, las exigencias a los sistemas de Transmisión y Distribución de energía serán aún mayores, por lo que los principales fabricantes y proveedores de tecnología están presentando sus soluciones para abordar los desafíos de la Generación Distribuida y aportar en pos de una “Red Inteligente” (o Smart Grid), concepto ampliamente desarrollado en otros países. En este escenario, y antes de emprender cualquier plan de mejora, ampliación o eventual proyecto relacionado con la transmisión de energía, surge la interrogante: ¿Se está aprovechando en plenitud y de forma eficiente la infraestructura actual?”



Frente a esta pregunta, la gran mayoría de las respuestas está dictada por sistemas inexactos de monitoreo indirecto que, en forma empírica, permiten inferir a partir de las torres

de inicio y término del tramo a evaluar, interpretar lo que está pasando en las líneas de transmisión, aunque muchas de ellas están emplazadas en lugares remotos y bajo condiciones extremas que afectan sus capacidades.

Tan solo el 5% restante proviene de información captada “in situ”, desde las líneas mismas, gracias a dispositivos de medición que se instalan directamente en la línea de Transmisión y comunican estos datos vía Wireless (mediante redes GSM o de 2.4 GHz) a una subestación, la que a su vez envía estos datos a una sala de control (planta de generación, sistemas de transmisión, planta de proceso, etc.), donde –por medio de software especializado (EMS) o de sistemas SQL- son registrados y analizados en tiempo real para la toma oportuna de decisiones. Los sistemas están especialmente diseñados para su uso en exteriores y sortean sin dificultad temperaturas de entre -50°C y 50°C , en líneas de 0 a 3000A y hasta 500Kv.

Estos equipos de medida se energizan directamente a partir del campo electromagnético de la línea; si la corriente cae de 120A, las unidades continúan operando hasta por 12 horas (gracias a una batería incorporada). Asimismo, en caso de pérdida de comunicación, poseen memoria interna, que almacena toda la información en el período sin comunicación; una vez restablecidos estos canales, se descargan al sistema todas las variables, que incluyen ángulo de la catenaria, temperatura de la línea, voltaje, corriente y potencia, entre otras.

Además, los últimos avances han permitido que estos dispositivos incorporen sistemas de localización satelital GPS, para establecer con exactitud el lugar donde la unidad está instalada y aportar un panorama general en conjunto con información complementaria generada, por ejemplo, mediante estaciones meteorológicas (que entregan datos como velocidad del viento, humedad relativa del aire, presión, etc.). En este caso, una estación meteorológica instalada en la estructura de la torre, puede comunicarse vía radio 2.4 GHz o Bluetooth con el dispositivo de medición, el que se encarga de reenviar la información (tanto de la línea misma como de las condiciones ambientales que la rodean).

¿Qué relevancia tiene la medición directamente en la línea con este tipo de tecnologías? Con datos precisos y oportunos, un operador puede detectar a tiempo eventuales sobrecargas por exceso de temperatura, lo que permite balancear la transmisión a una línea paralela bajando la carga en la línea exigida, prolongando su vida útil y evitando pérdidas de

eficiencia. Un exceso de temperatura o viento extremo genera elongación en la catenaria produciendo condiciones de ineficiencia, incluso riesgos para objetos o estructuras físicas cercanas.

El uso de estas tecnologías no entrega variables a considerar, sino que entrega datos reales y precisos de la realidad que acontece en los sistemas, disminuyendo las asimetrías de información entre generadores y transmisores de energía, entre otras ventajas. Si una línea de transmisión es golpeada por un rayo, la unidad de medición informará de cualquier cambio en las variables que provoque este fenómeno de la naturaleza.

Las tecnologías de medición para líneas de Media y Alta Tensión in situ en el mundo son contadas con una mano. Las diferencias entre ellas son decidoras y están dadas principalmente por su robustez, confiabilidad y, por sobre todo, por su precisión en la medición.” (Gariazzo, 2013).

ANEXO N° 02

PUBLICACION EN INTERNET

Los Diferentes Tipos de Comunicación Inalámbrica (Martes, 21 de febrero de 2012)

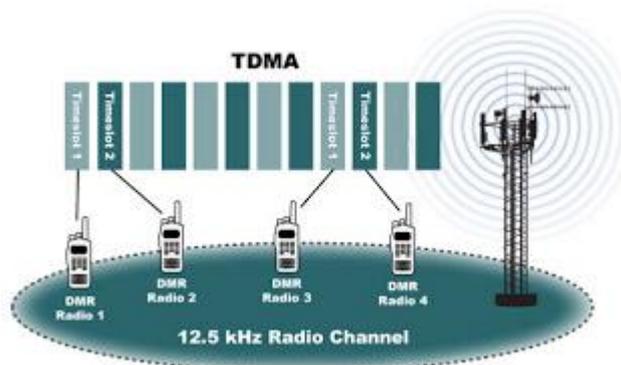
<http://dispositivosmoviles-saulg.blogspot.pe/2012/02/los-diferentes-tipos-de-comunicacion.html>

“Al igual que 3G, 4G significa cuarta generación de servicio móvil. Para hacer un recuento recordemos que 2G nos trajo voz digital y mensajería de texto, luego apareció el 3G que nos trajo los smartphones, navegación rápida por Internet y aplicaciones.

El 4G está basada totalmente en tecnología IP, alcanzando la convergencia entre las redes por cable e inalámbricas así como en computadoras, dispositivos electrónicos y tecnología de la información para proveer velocidad de acceso de 100 Mbps en movimiento y 5 Gbps en reposo, manteniendo una calidad de servicio (QoS) de punta la punta de alta seguridad para permitir ofrecer servicios de cualquier lugar.

En Japón se inicio la experimentación de la tecnología 4G, con la compañía NTT DOCOMO la cual dicha empresa realizo muchas pruebas con éxito alcanzando 100Mbps a 200km/h.

TDMA (Acceso Multiple por División de Tiempo)



Esta tecnología de segunda generación, distribuye las unidades de información en ranuras alternas de tiempo, dando acceso múltiple a un número reducido de frecuencias, dicha

tecnología permite dar servicios de alta calidad de voz y datos. Divide un canal de frecuencia de radio en varias ranuras de tiempo seis de D-AMPS y PCS, ocho en GSM.

A cada usuario que realiza una llamada se le asigna una ranura de tiempo específica para permitir la transmisión y esto permite que múltiples usuarios utilicen un mismo canal de frecuencia al mismo tiempo sin interferirse entre sí.

Está tecnología tuvo grandes problemas ya que cuando se caía la red podías hacer llamadas gratis por eso las compañías optaron por GSM, en la cual TDMA usa satélites mientras que GSM usa antenas.

GPRS (Global Packet Radio Service)



GPRS, Es una arquitectura para redes de área amplia (WAN) la cual está compuesta de sistemas y protocolos de comunicaciones claramente definidos y estandarizados. Dichos sistemas hacen posible la transmisión de datos en forma de paquetes a través de una red celular, en ellos se encuentra el servicio de WAP, SMS, MMS, Internet.” (Gaustin, 2012)

ANEXO N° 03

EVIDENCIAS DE UN MAL REGISTRO

Sub Motivo	2013 - I	2013 - II	2014 - I	2014 - II	2015 - I	2015 - II	Total
Accidentes de Trabajo					1		1
Aves en instalaciones			1				1
Colisión de vehículo	29	21	8	13	11	3	85
Hurto de conductor o EE eléctrico	2	4	2	4	3		15
Intento de Hurto de Conductores	29	8	5	4	9	12	67
Otros terceros	4	5		4		2	15
Totales por Otros Motivos	64	38	16	25	24	17	184

Figura 52. Detalle de Sub Motivos de registros por “Otros Motivos”.

Fuente: Elaboración propia

Sub Motivo	2013 - I	2013 - II	2014 - I	2014 - II	2015 - I	2015 - II	Total
Animales (Felinos y/o roedores)		2					2
Avería de transformadores	1						1
Avería en equipo de protección			8				8
Bajo nivel de aislamiento			1	1			2
Cortocircuito	2	4	3	1	1	12	23
De coordinación de protección	2		20	5	7	4	38
De generadora / transmisora	1						1
Descarga atmosférica	3						3
Error de maniobra		2	2				4
Línea abierta o caída	4	1	3	7	12	7	34
Rechazo de carga por Mínima Fcia.			1				1
Sobrecarga						2	2
T. Adicional por Mtto. programad	7	1	8	2	2	2	22
Transitorio	1	2		2	9	9	23
Totales por falla	21	12	46	18	31	36	164

Figura 53. Detalle de Sub Motivos de registros por “Falla”. Fuente: Elaboración propia

En los registros de los sub motivos se observa que en motivos de falla, tiene registrado el sub motivo “Animales (felinos y/o roedores) y “Tiempo adicional por mantenimiento programado”, lo que en realidad corresponde a otros motivos.

ANEXO N° 04

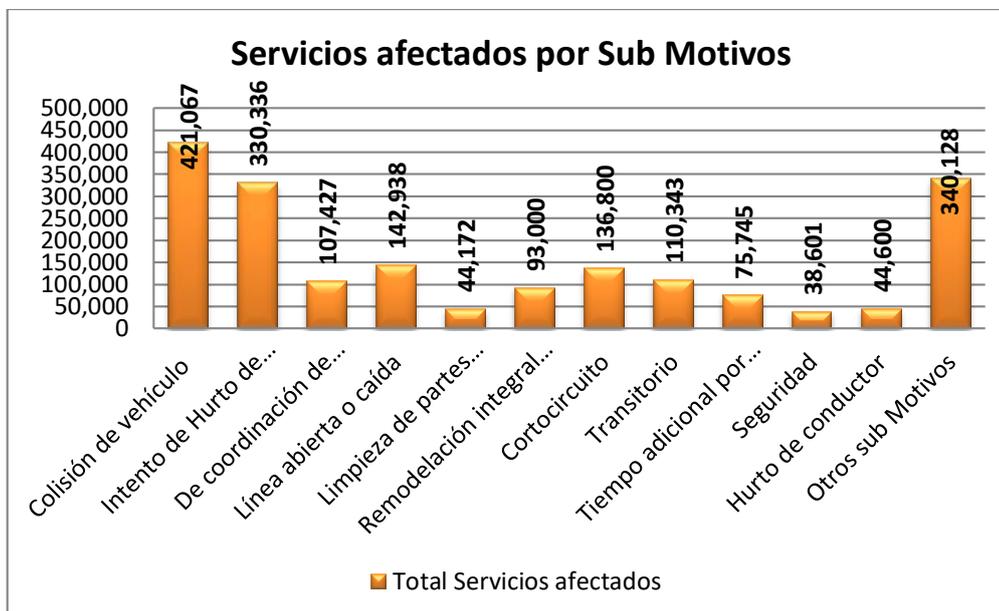
GRAFICOS ESTADISTICOS

Figura 54. Servicios afectados por Sub motivo. Fuente: Elaboración propia

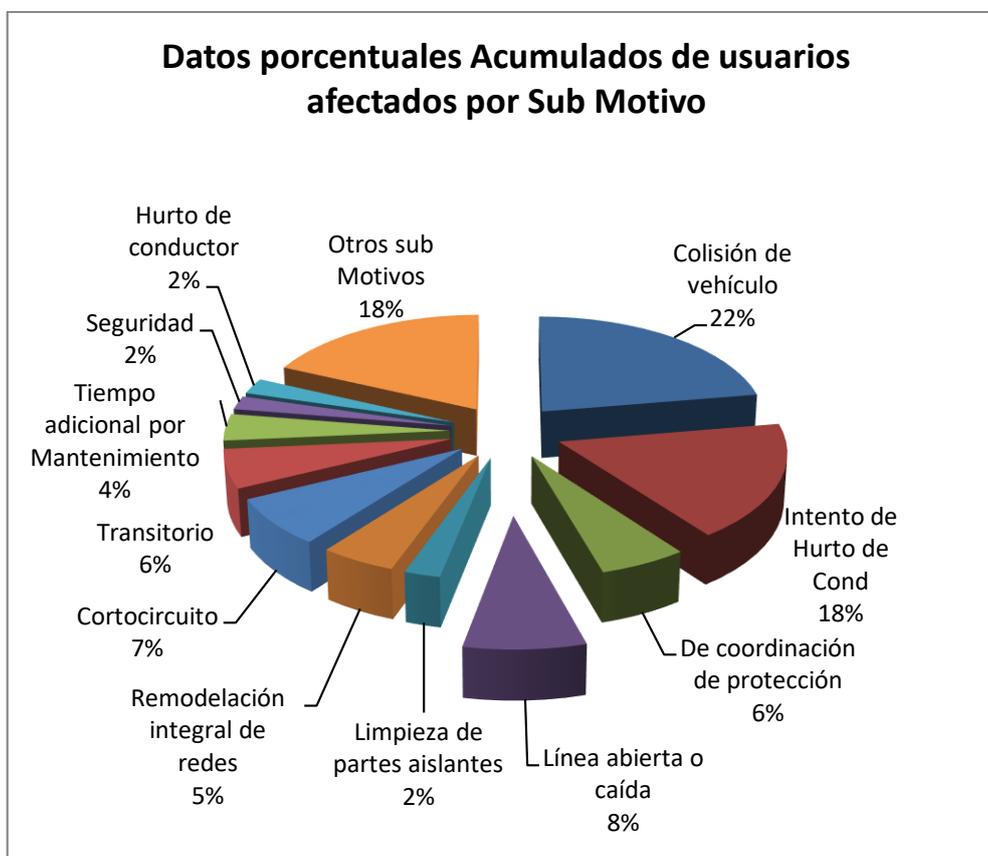


Figura 55. Datos porcentuales acumulados de usuarios afectados.

ANEXO N° 05

Centro de Servicio/ Motivo	2013 - I		2013 - II		2014 - I		2014 - II		2015 - I		2015 - II		Total Cantidad	Tiempo Total hh:mm
	Cant.	Tiempo												
Casma	61	115:54	18	40:31	24	51:37	15	42:21	36	65:44	54	85:23	208	401:32
Falla	22	16:07	8	01:37	8	19:57	6	01:38	19	20:44	41	17:04	104	77:09
Expansion y Reforzamiento	2	15:00	0		5	15:06	2	19:33	1	09:59	5	48:48	15	108:26
Mantenimiento preventivo	0		1	06:50	2	01:59	1	08:38	1	06:56			5	24:23
Otros y/o terceros	31	75:01	9	32:04	7	14:00	4	11:22	13	26:50	6	18:55	70	178:14
Por maniobra sin aviso.	6	09:45	0		2	00:34	2	01:09	2	01:15	2	00:35	14	13:18
Chimbote	109	217:21	63	75:16	93	153:18	54	100:43	66	89:30	75	176:32	460	812:43
Falla	21	06:53	12	03:04	46	37:23	18	12:16	31	15:11	36	13:53	164	88:42
Expansion y Reforzamiento	18	121:52	2	10:21	25	81:57	6	39:01	2	16:45	6	56:57	59	326:54
Mantenimiento preventivo	0		7	06:38	2	12:00	2	19:58	3	29:45	13	83:00	27	151:22
Otros y/o terceros	64	82:07	38	53:27	16	19:06	25	27:48	24	22:21	17	20:19	184	225:10
Por maniobra sin aviso.	6	06:28	4	01:45	4	02:51	3	01:39	6	05:26	3	02:23	26	20:33
Huarmey	50	39:14	22	22:39	16	27:07	17	27:23	24	39:34	25	28:17	154	184:15
Falla	31	13:26	14	11:09	12	04:57	9	04:59	15	17:06	12	06:09	93	57:48
Expansion y Reforzamiento	1	07:57	0		2	18:00	3	20:47	2	18:50	2	10:59	10	76:33
Otros y/o terceros	14	15:19	6	10:58	1	03:48	3	01:08	2	02:43	4	09:22	30	43:18
Por maniobra sin aviso.	4	02:32	2	00:32	1	00:22	2	00:29	5	00:54	7	01:46	21	06:35
Nepeña	23	38:29	24	67:04	15	27:22	22	51:32	30	86:58	42	52:28	156	323:56
Falla	14	18:04	8	11:27	8	17:37	15	17:06	20	17:11	31	31:10	96	112:38
Expansion y Reforzamiento	0		0				1	09:58	2	15:47	1	09:28	4	35:13
Mantenimiento preventivo	0		2	00:16	5	04:55	2	19:26	5	49:30			14	74:08
Otros y/o terceros	3	08:36	13	55:15	2	04:49	3	04:02	1	03:17	3	10:07	25	86:06
Por maniobra sin aviso.	6	11:49	1	00:06			1	01:00	2	01:11	7	01:43	17	15:50
Pallasca	25	36:30	31	72:44	12	72:21	15	42:30	11	08:58	40	18:57	134	252:02
Falla	24	35:34	28	64:46	5	18:13	9	19:04	8	04:24	33	16:05	107	158:09
Expansion y Reforzamiento	0		0						1	02:24			1	02:24
Otros y/o terceros	1	00:56	2	07:10	7	54:07	5	23:21			6	02:49	21	88:24
Por maniobra sin aviso.	0		1	00:48			1	00:05	2	02:10	1	00:02	5	03:05
Total general	268	447:30	158	278:16	160	331:46	123	264:30	167	290:46	236	361:39	1112	1974:30

Figura 56. Registros por motivos de las interrupciones a nivel de Unidad de Negocio. Fuente: Elaboración propia.

ANEXO N° 06

ENTREVISTA AL PERSONAL AREA TECNICA

ADMINISTRACION DEL CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES

DATOS DEL ENTREVISTADO

NOMBRE : Erick Domínguez Murillo

PROFESION : Ing. Mecánico Eléctrico

CARGO : Sup. del Centro de Control de Operaciones

FECHA : 25 Noviembre 2016

Agradeceré responder a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuáles son elementos principales del Centro de Control de Operaciones CCO en Hidrandina Chimbote y cuáles son sus funciones?

Se puede decir que el Centro de Control de Operaciones de Hidrandina Chimbote, dispone de dos elementos principales:

Elementos de **Monitoreo** y **Equipamiento Electromecánico** cuyas funciones son supervisar y monitorear los parámetros eléctricos en tiempo real y realizar operaciones de acuerdo a los requerimientos para la manutención del sistema, respectivamente.

2. ¿Cuál es la cobertura ó ámbito de responsabilidad del CCO Chimbote?

Se controla diez sistemas eléctricos distribuidos de la siguiente manera:

Chimbote : 7 (incluye Casma Nepeña)

Pallasca : 1

Huarmey : 2 (Paramonga y 9 de Octubre de Antamina)

3. ¿De qué manera se controla el flujo de carga de las radiales eléctricas de Chimbote?

Se controla mediante registro electrónico programado de medidores multifunción cada 15 minutos y mediante lectura visual del operador cada 30 minutos.

Se cuenta con un medidor por cada radial. En Chimbote se tiene 7 radiales y a nivel de Unidad de Negocios, 21.

4. ¿Cuál es el procedimiento estándar de operación del Sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)?

A nivel de Hidrandina S.A. el sistema SCADA lo dispone la sede Trujillo, en Chimbote sólo se realizan operaciones de **nivel 2** (Local-Remoto) y **nivel 3** (Manual) es decir como Interfase Hombre Máquina.

5. ¿Cuáles son los parámetros eléctricos controlados por el sistema SCADA, para garantizar la confiabilidad del servicio?

En Chimbote, no se controla mediante SCADA, sin embargo realizamos control de **tensión, demanda, corriente, frecuencia**, etc; mediante medidores electrónicos programables locales.

6. Cuál es la participación del CCO para el restablecimiento de una interrupción eléctrica no programada.

Para el restablecimiento de una interrupción no programada el CCO tiene una participación activa muy importante, sin ello sería casi imposible restablecer el servicio. Para ello se tiene el siguiente procedimiento:

- Alerta mediante señal sonora.
- Reseteo del relé para señalización visual del tipo de falla mediante códigos, (por ejemplo 50: Sobre corriente, 51 sobre corriente temporizado, 50N instantáneo a tierra).
- Reporte del tipo y parámetros de falla al supervisor de turno. Según ello se decide la operación para la reposición o no del servicio.
- Inspección en campo. Si hay Avería se emite orden de reparación.
- Informe final.

7. ¿Se realiza algún tipo de monitoreo para prevenir fallas en las líneas de media tensión y qué medidas se adoptarían?

Como se mencionó anteriormente existe un monitoreo de los parámetros eléctricos, sin embargo, por las características distintas del tipo de falla no todas se previenen, siendo importante la participación del área de mantenimiento a quienes se deriva reportes periódicos para ser incluidos dentro de sus programas de trabajo.

Una de las medidas a considerar es el dimensionamiento adecuado de los fusibles de los seccionadores Cut Out para una buena coordinación del sistema de protección asimismo la colocación estratégica de reconectores automáticos trifásicos.

8. ¿Cuáles son las fallas comunes presentadas en los Centros de Transformación que generan interrupciones y que tipo de protección actúa?

Mayormente las fallas que se presentan son por antigüedad del equipamiento, por ejemplo en el banco de condensadores, rectificadores y borneras, pero normalmente no genera interrupción, porque se activa un equipo paralelo.

9. ¿Se cuenta con un sistema de control de Interrupciones y cómo se administra?

Existe un registro informático de interrupciones que no lo administra el CCO. En nuestra sala de control contamos con un registro manual de fallas.

10. ¿Qué propuesta o recomendaciones plantearía para la mejor administración del Centro de Control de Operaciones?

Nuestra preocupación es mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI referidos a la duración y frecuencia de las interrupciones y con respecto a la duración se nos complica atender en las zonas rurales debido a la distancia, es por ello sería ideal disponer de personal operativo con la logística necesaria en cada Centro de Servicio para reducir los tiempos de reposición; asimismo implementar la instalación de equipos Reclosed en dichas zonas.

TEMA : REGISTRO DE INFORMACION DE INTERRUPCIONES**DATOS DEL ENTREVISTADO****NOMBRE : Marco Villegas Calvo****PROFESION : Ing. en Energía****AREA : Calidad del Suministro****FECHA : 25 Agosto 2016**

Agradeceré responder a las siguientes preguntas:

1. **¿Cuántos alimentadores tiene cada una de las SETs del Centro de Servicio Chimbote?**

Hay varios AMT en cada SET, ejemplo en la SET Chimbote Norte se tiene 7 AMT (CHN021, CHN022, CHN024, CHN025, CHN011, CHN013 y CHN012)

2. **¿Se tiene estadísticas de interrupciones por alimentador?**

Si se tiene, se puede obtener del Optimus NGC.

3. **¿En qué se diferencian las interrupciones por punto de medición y por suministro, hay alguna normativa que lo establece o se trata de calificación interna?**

Por punto de medición comprende a varios suministros.

4. **¿Qué campos o parámetros son obligatorios para el registro de una interrupción en el sistema?**

Varios campos, Punto de medición, motivo, fecha y hora de la interrupción, Fecha y hora de la reposición, Carga con la que sale, describir el motivo e indicar las medidas preventivas.

5. **¿Una misma interrupción, se puede registrar para dos o más alimentadores en diferentes tiempos?**

Si se ven afectados con una interrupción dos AMT y se puede registrar la interrupción.

6. **¿En cuánto a la responsabilidad, que tipo de interrupciones se compensan?**

Referente a responsabilidad se compensan las interrupciones que son de nuestra responsabilidad.

7. ¿Qué método se aplica para medir la potencia afectada por la interrupción, asimismo la energía dejada de vender?

La potencia se obtiene del medidor de potencia y la energía dejada de vender se aplica un método matemático.

8. ¿Cómo se diferencian los registros de Media y Baja Tensión?

Por la instalación, si es una de MT se registra en MT y si es de BT se registra en BT.

9. ¿Cuáles son las principales inconvenientes que se presentan en el registro de información de interrupciones?

El saber ubicar correctamente el punto de falla, el motivo y saber el inicio de la interrupción específicamente en BT.

10. ¿Qué indicadores se revisa para la conformidad de los registros aptos para las compensaciones?

Los indicadores son el N y D, referidas al Número y Duración de la interrupción.

11. ¿Qué propuesta o recomendaciones plantearía para mejorar el registro de las interrupciones en Chimbote?

Que se haga en el instante que suceden los hechos con personal dedicado a este trabajo, que puede ser el operador de la SET Chimbote Norte.

TEMA : MATENIMIENTO DE LINEAS DE MEDIA TENSION**DATOS DEL ENTREVISTADO**

NOMBRE : Bruno Bravo Díaz
PROFESION : Ing. Mecánico Eléctrico
CARGO : Sup. de Mantenimiento
FECHA : 02 de diciembre 2016

Agradeceré responder a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuáles son las consideraciones para la elaboración del programa de mantenimiento en redes primarias?

Las consideraciones son las siguientes:

- Inspecciones diurnas y nocturnas (termografía) de la operatividad de los alimentadores. Se priorizan las más urgentes.
- Revisión del histórico de fallas.
- Concordancia con el programa de mantenimiento de las líneas de transmisión, a fin de evitar en lo posible interrupciones adicionales, salvo por fuerza mayor.
- Levantamiento de observaciones por seguridad pública.
- Temporadas de pesca y fechas festivas (navidad, año nuevo, fiestas patrias). Se previene posibles fallas por incremento de carga.
- Cambio de topología de la red por aumento de carga por perdidas técnicas y calidad del producto.
- Antigüedad de la infraestructura.

2. ¿Cuántas veces al año se realiza mantenimiento en una radial y de qué tipo?

La cantidad de veces varía principalmente en función al estado crítico de la red, la carga que soporta y la longitud de la radial. Oscilan entre una y tres veces por año, pudiendo ser mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo según las consideraciones indicadas anteriormente, asimismo se debe indicar la influencia del factor climático en zona costera.

3. ¿Cuál es procedimiento estándar de un programa de mantenimiento?

El procedimiento generalmente es el siguiente:

Inspección previa: Realizada por terceros para determinar las actividades a desarrollar como por ejemplo:

- Limpieza de aisladores
- Mantenimiento en puntos de contacto/empalmes
- Cambio de conductor y/o estructuras

Generación de Orden de Mantenimiento: Se realiza en el **sistema NGC**, módulo de mantenimiento.

Retiro de materiales: Se retira los materiales requeridos, previamente verificados en la inspección previa.

Trabajos Preliminares: Realizados necesariamente antes de la interrupción programada para reducir la duración de la misma, no involucra intervención de la línea.

Liquidación de Actividades: Se realiza culminadas las actividades del mantenimiento. Normalmente a los dos o tres días de la fecha del mantenimiento.

4. ¿Cuántas radiales cuenta cada una de las SETs del Centro de Servicio Chimbote?

- | | | | |
|-------------------|----|---------------|----|
| • Santa: | 04 | • San Jacinto | 03 |
| • Chimbote Norte: | 07 | • Casma | 04 |
| • Trapecio: | 08 | • Huarmey | 04 |
| • Chimbote Sur: | 04 | • Pallasca | 03 |
| • Nepeña | 02 | | |

En total a nivel Unidad de Negocios son **39 radiales**, de las cuales el **CC.SS. Chimbote tiene 23.**

5. ¿Desde su perspectiva, cuales son las cinco radiales más críticas?

Puedo mencionar las siguientes:

7ma Sur, 8va Sur, 8va Norte, Industrial y Libertad.

6. Con relación a evaluación de los Indicadores SAIFI y SAIDI, como influye la frecuencia y la duración de las interrupciones?

Con respecto a la frecuencia, es decir la cantidad; actualmente considera el 100% de las generadas incluyendo a las de mantenimiento.

Con relación a la duración (SAIDI) se considera según el motivo:

Interrupción por falla 100% de la duración.

Interrupción por mantenimiento, el 50%

Interrupción por reforzamiento, el 25%

ANEXO N° 07

DIAGRAMA UNIFILAR SUB ESTACION CHIMBOTE NORTE

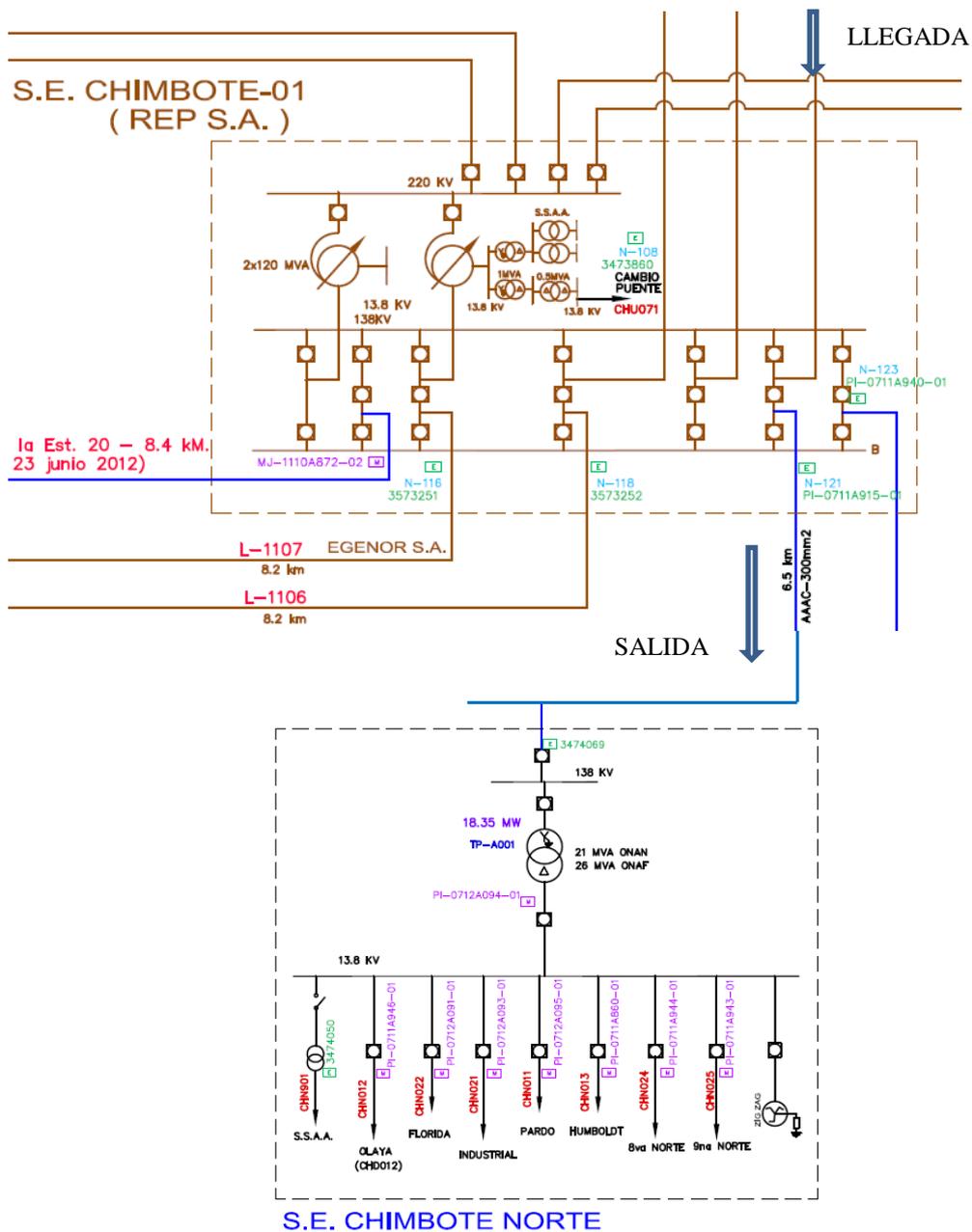


Figura 57. Esquema básico del Sistema Eléctrico. Fuente: Sistema Eléctrico Hidrandina DU SH-11-01 V24_32.12.15

ANEXO N° 08

GLOSARIO DE TERMINOS

AMT: Alimentador Media Tensión.

IEEE: Instituto de Ing. Eléctrica y Electrónica

Aparamenta: Eléctricamente es el conjunto de aparatos de maniobra, de regulación y control, de medida, utilizados en las instalaciones eléctricas.

Confiability: Es la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones dadas para un intervalo de tiempo dado.

Comunicación inalámbrica: Es la que utiliza la modulación de ondas electromagnéticas a través del espacio.

Durabilidad: Es considerada como la esperanza de vida de un bien.

Falla: alteración de la aptitud de un bien para cumplir una función requerida.

GPS: “Sistema de Posicionamiento Global”. (Global Positioning System). El GPS es un sistema de navegación basado en 24 satélites (21 operativos y 3 de respaldo).

Redes GSM: Sistema global para comunicaciones móviles (Global System for Mobile Communications.)

Reparación: Intervención definitiva de mantenimiento correctivo.

Smart Grids: Redes Inteligentes.

Mantenibilidad: es una característica de diseño, mide la aptitud de que un bien pueda ser mantenido.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Wireless Network: Redes Inalámbricas.

ANEXO N° 09

SOLICITUD DE AUTORIZACION PARA USO DE INFORMACION

Solicita: Autorización para uso de información en trabajo de investigación.

Sr. Ing. César Marcelo Cashpa.
Jefe de Unidad de Negocio Chimbote.
Hídrandina S.A.
Chimbote.-



Yo, **Cesar Enríquez Gutti**, identificado con DNI 18103641, le saludo muy cordialmente y al mismo tiempo me presento para manifestarle lo siguiente:

Que habiendo culminado mis estudios profesionales de Ing. Mecánica Eléctrica, el suscrito viene realizando la Tesis denominada: "Análisis para disminuir las interrupciones eléctricas en Media Tensión de la Empresa Hídrandina – Chimbote"; para lo cual se coordinó con su antecesor la extracción y el uso de la data. No obstante se requiere disponer información complementaria, por lo que solicito su autorización para disponer de la información necesaria relacionada con las interrupciones tales como: montos por compensación, energía dejada de vender, etc.

Por lo expuesto ruego a usted acceder a mi solicitud, agradeciendo las consideraciones pertinentes.

Atentamente,

Chimbote, 30 de Mayo del 2018.

César A. Enríquez Gutti